

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Коваленко И. В.
подпись
« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.04

Проектирование КЭС 1600 МВт

| | | | |
|--------------|---------------|---------------------------|-----------------|
| Руководитель | _____ | _____ | Тихонов А. А. |
| | подпись, дата | должность, ученая степень | |
| Выпускник | _____ | | Капустина С. Е. |
| | подпись, дата | | |

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электрические сети и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Коваленко И. В.

подпись

« ____ » _____ 2016г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
В ФОРМАТЕ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студенту Капустиной Светлане Евгеньевне

Группа ФЭ12-03Б Направление (специальность) 13.03.02.04

Электроэнергетика и электротехника, (профиль) Электрические станции.

Тема выпускной квалификационной работы:

«Проектирование КЭС – 1600 МВт».

Утверждена приказом по университету № 4724/с от 05.04.2016 г.

Руководитель ВКР А.А.Тихонов, канд.техн.наук, доцент кафедры «ЭСиЭЭС» ПИ СФУ.

Исходные данные для ВКР: 1) Турбогенераторы ТЗВ-220-2; 2) Точка присоединения к энергосистеме с удаленностью от станции 300 км, мощностью 10000 МВА, с напряжением 500 кВ и сопротивлением 0,36 о.е.; 3) Точка присоединения к потребителям на напряжении 220 кВ, максимальная мощность которых равна 280 МВт, а в минимальном режиме – 200 МВт и коэффициент мощности равен 0,85.

Перечень разделов ВКР: Выбор структурной схемы КЭС; выбор основного оборудования; выбор линий связи; расчет токов короткого замыкания; выбор электрических аппаратов, шинных конструкций, токопроводов и кабелей; проектирование молнезащиты и заземляющих устройств; проектирование главной схемы электрических соединений.

Перечень графического материала: 1) Главная схема электрических соединений; план ОРУ-500; разрез характерных ячеек ОРУ-500.

Руководитель ВКР

подпись

Тихонов А.А.

Задание принял к исполнению

подпись

Капустина С.Е.

«___» _____ 2016г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа по теме «КЭС – 1600» содержит 72 страницы текстового документа, 16 рисунка, 29 таблицы, 187 формул, 1 приложение, 12 использованных источника, 3 листа графического материала.

СТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ, ОБОРУДОВАНИЕ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕКТРИЧЕСТВО, ЗАЩИТА, НАДЕЖНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ КЭС.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование электрической части КЭС – 1600 МВт, при использовании современного оборудования. Задачей данной работы было выбрать количество и мощность генераторов, силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, выключателей и разъединителей, контрольно-измерительных приборов и измерительных трансформаторов, выбор защиты от перенапряжений и грозозащиты и выбор главной схемы электрических соединений.

В итоге была спроектирована КЭС 1600 МВт, отвечающая всем необходимым требованиям

Содержание

| | |
|--|----|
| Введение..... | 9 |
| 1. Выбор структурной схемы КЭС..... | 10 |
| 2. Выбор генераторов..... | 12 |
| 3. Расчет перетоков мощности и выбор трансформаторов..... | 12 |
| 4. Определение потерь энергии в трансформаторах..... | 19 |
| 5. Ориентировочный выбор коммутационной аппаратуры..... | 21 |
| 6. Выбор линий электропередач..... | 24 |
| 7. Расчет ТЭП для выбора варианта структурной схемы станции..... | 24 |
| 8. Расчет токов короткого замыкания..... | 26 |
| 8.1 Расчет действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ..... | 29 |
| 8.2 Расчет апериодической составляющей и ударного тока трехфазного КЗ..... | 33 |
| 9. Выбор выключателей..... | 36 |
| 9.1 Выбор выключателей для ОРУ 500..... | 36 |
| 9.2 Выбор выключателей для ОРУ 220..... | 38 |
| 9.3 Выбор генераторных выключателей 20кВ..... | 39 |
| 10 Выбор разъединителей | 40 |
| 10.1 Выбор разъединителей для ОРУ 500 кВ..... | 40 |
| 10.2 Выбор разъединителей для ОРУ 220 кВ..... | 40 |
| 10.3 Выбор разъединителей 20 кВ..... | 40 |
| 11 Выбор токоведущих частей..... | 42 |
| 11.1 Выбор токоведущих частей РУ 500кВ..... | 42 |
| 11.2 Выбор комплектного экранированного токопровода (КЭТ)..... | 42 |
| 11.3 Выбор проводов длинных связей блочных трансформаторов и автотрансформаторов с ОРУ..... | 43 |
| 12. Выбор измерительных трансформаторов тока..... | 45 |
| 12.1 Выбор трансформаторов тока в цепи РУ 500 кВ..... | 45 |
| 12.2 Выбор трансформаторов тока в цепи РУ 220 кВ..... | 47 |
| 12.3 Выбор трансформаторов тока в цепи генератора- трансформатор..... | 49 |
| 12.4 Выбор трансформаторов тока встроенных в блочный трансформатор 500 кВ..... | 50 |
| 12.5 Выбор трансформаторов тока встроенных в блочный трансформатор 220 кВ..... | 52 |
| 12.6 Выбор трансформаторов тока встроенных в автотрансформатор связи на стороне ВН | 54 |
| 12.7 Выбор трансформаторов тока встроенных в автотрансформатор связи на стороне СН | 54 |
| 12.8 Выбор трансформаторов тока установленных на линиях 500кВ | 56 |
| 13 Выбор измерительных трансформаторов напряжения | 58 |
| 13.1 Выбор трансформаторов напряжения в цепи генератора | 58 |
| 13.2 Выбор трансформаторов напряжения в цепи РУ 500 кВ..... | 58 |
| 13.3 Выбор трансформаторов напряжения в цепи РУ 220 кВ..... | 59 |

| | |
|---|----|
| 13 Выбор схем ОРУ | 61 |
| 13.1 Выбор схем ОРУ 220 кВ | 61 |
| 13.2 Выбор схем ОРУ 500 кВ | 61 |
| 14. Проектирование молниезащиты и заземляющих устройств..... | 62 |
| 14.1 Аппаратура для защиты от атмосферных и коммутационны перенапряжений | 62 |
| 14.2 Расчет устройства молниезащиты ОРУ 220 кВ..... | 63 |
| 14.3 Расчет заземляющих устройств ОРУ 220 кВ..... | 65 |
| Заключение..... | 70 |
| Список сокращений..... | 71 |
| Список использованных источников..... | 72 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А..... | 73 |

Введение

В настоящее время в развивающихся и индустриальных странах мира основной промышленностью является электроэнергетика. Уровень развития энергетики отражает достигнутый технико – экономический потенциал страны.

Основу электроэнергетики России образуют тепловые электростанции (ТЭС). К станциям типа ТЭС относят: теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и конденсационные электростанции (КЭС). Целью данного курсового проекта является проектирование схемы выдачи мощности конденсационной электрической станции (КЭС). Основными особенностями КЭС являются: удаленность от потребителей электроэнергии и блочный принцип построения электростанции.

В России на долю КЭС приходится до 60% выработки электроэнергии.

Большие потери тепла в пароводяном контуре в основном определяют КПД электростанции, который составляет 40-45%.

В данном курсовом проекте мы проектируем КЭС. Местом сооружения является Юг Красноярского края. Общая мощность электростанции 1600 МВт.

Современные КЭС весьма активно воздействуют на окружающую среду: на атмосферу (выброс продуктов сгорания), гидросферу (сброс теплого конденсата и промышленные стоки) и литосферу (захоронение больших масс золы и шлаков, отчуждение земель)..

В настоящее время большинство энергетических предприятий России выработали свой ресурс полностью или более чем на 50%. Поэтому необходимо проектировать и строить новые мощные электростанции, оснащенные современным оборудованием, средствами измерения и автоматического управления теплоэнергетическим процессом.

Станция предназначена для выдачи мощности в энергосистему на напряжение 500 кВ и обеспечение промышленных потребителей на напряжении 220 кВ.

1 Выбор структурной схемы КЭС

На основании исходных данных составим три варианта структурной схемы станции в соответствии с указаниями [1, с.126; 2]:

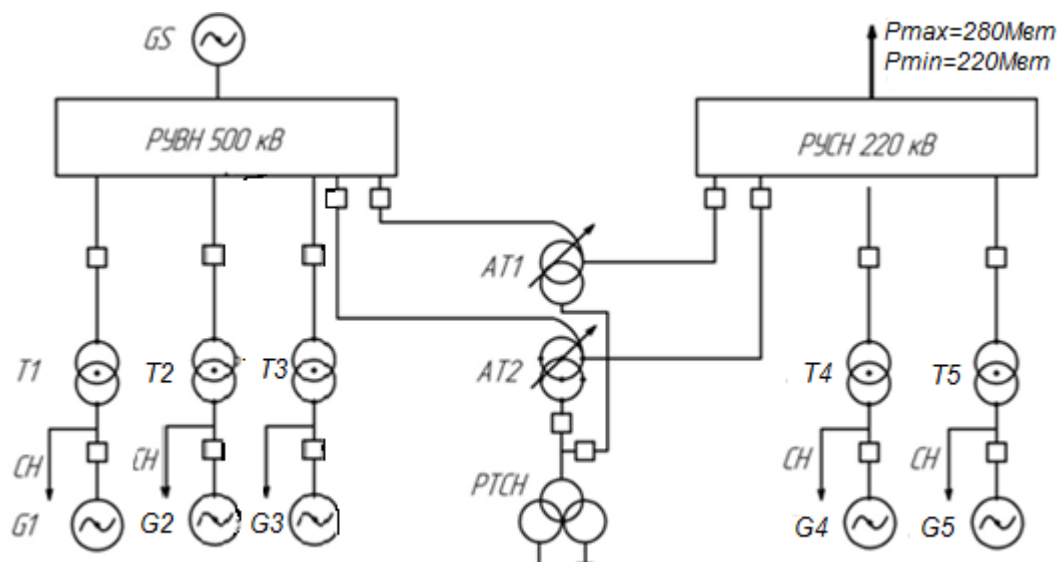


Рисунок 1 – Структурна схема вариант № 1

На рисунке 1 изображен первый вариант структурной схемы. К распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН) подключено три генератора через повышающие трансформаторы к распределительному устройству среднего напряжения (РУ СН) подключены два генератора через повышающий трансформатор. Связь между РУ осуществляется двумя автотрансформаторами (АТ) к низшей обмотке которых подключен резервный трансформатор собственных нужд.

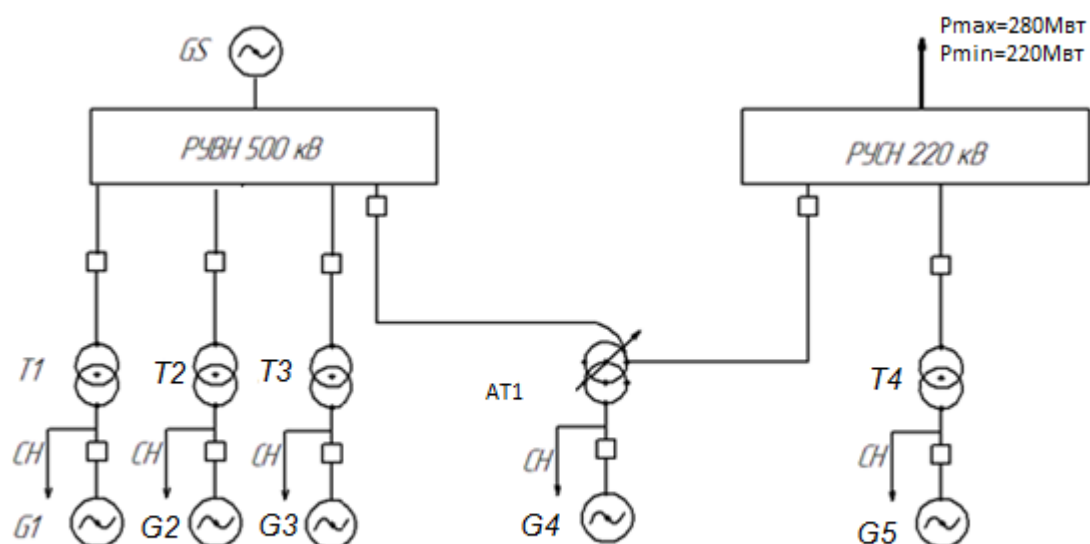


Рисунок 2 – Структурная схема вариант № 2

На рисунке 2 изображен второй вариант структурной схемы. К распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН) подключено три генератора через повышающие трансформаторы, к распределительному устройству среднего напряжения (РУ СН) подключен один генератор через повышающий трансформатор. Связь между РУ осуществляется одним автотрансформаторами (АТ) к низшей обмотке которого подключен генератор.

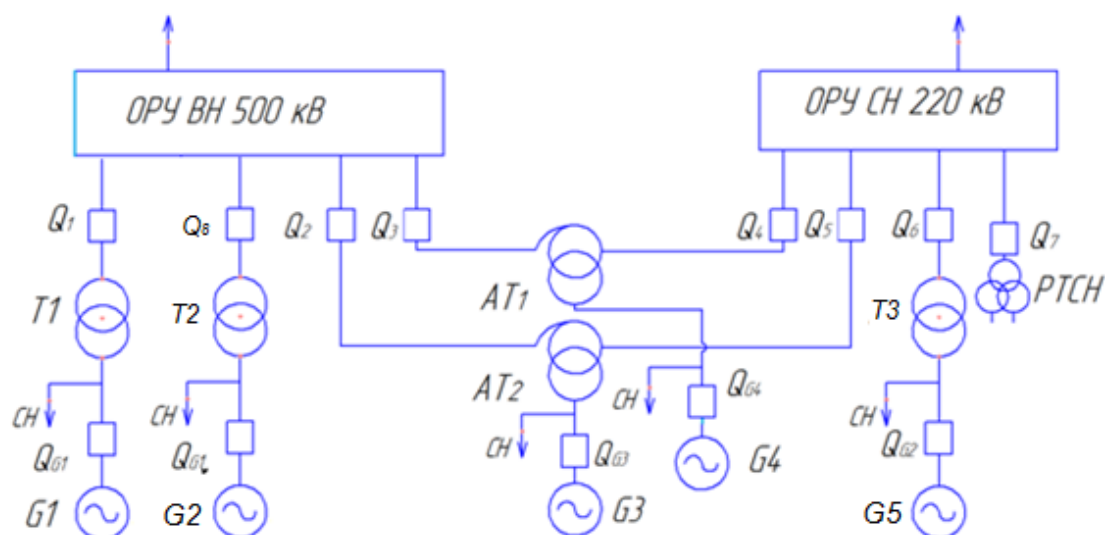


Рисунок 3 – Структурная схема вариант № 3

На рисунке 3 изображен третий вариант структурной схемы. К распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН) подключено два генератора через повышающие трансформаторы К распределительному

устройству среднего напряжения (РУ СН) подключен один генератор через повышающий трансформатор. Связь между РУ осуществляется двумя автотрансформаторами (АТ) к низшей обмотке которых подключены генераторы.

Вариант №1, №2 и №3 сравним по минимальным приведенным затратам.

4. Выбор типа турбогенераторов

Для мощности 320 МВт по справочнику [1,с.76] выбираем турбогенераторы ТЗВ 320-2.

Основные технические данные и характеристики турбогенераторов приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические данные турбогенераторов

| Тип турбогенератора | $n_{\text{ном}}$, об/мин | $S_{\text{ном}}$, МВ·А | $P_{\text{ном}}$, МВт | $U_{\text{ном}}$, кВ | $\cos \varphi$ | x_d'' |
|---------------------|------------------------------|----------------------------|---------------------------|--------------------------|----------------|---------|
| ТЗВ 320 - 2 | 3000 | 375 | 320 | 20 | 0,85 | 0,173 |

3. Расчет перетоков мощности и выбор трансформаторов

Рассчитаем перетоки мощности по формулам, представленным в учебном пособии [1,с.131].

Определим реактивную мощность нагрузки в максимальном и минимальном режиме, МВар:

$$Q_{\text{НГмакс}} = P_{\text{НГмакс}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{НГ}}; \quad (3.1)$$

$$Q_{\text{НГмин}} = P_{\text{НГмин}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{НГ}}; \quad (3.2)$$

где $Q_{\text{нагр.мах}}$ - реактивная мощность нагрузки в максимальном режиме, МВар;

$P_{\text{нагр.мах}}$ - активная мощность нагрузки в максимальном режиме, МВт;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{НГ}} = 0,62$ по формуле $\operatorname{tg} \varphi_{\text{НГ}} = \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\text{НГ}}))$;

Произведем расчет по формулам (3.1) и (3.2):

$$Q_{\text{НГмакс}} = 280 \cdot 0,62 = 173,6;$$

$$Q_{\text{НГмин}} = 220 \cdot 0,62 = 136,4;$$

Реактивная мощность генераторов определяется по формуле, Мвар:

$$Q_{G1} = Q_{G2} = Q_{G3} = P_G \cdot \operatorname{tg} \varphi_G \quad (3.3) \text{ где}$$

P_G – мощность турбогенератора, МВт;

$$Q_G = Q_{G1} = Q_{G2} = Q_{G3} = 320 \cdot 0,62 = 198,4;$$

Мощность, потребляемую на собственные нужды станции принимаем равной 8% от установленной.

Активная мощность на собственные нужды, МВт:

$$P_{CH} = P_{CHG1} = P_{CHG2} = P_{CHG3} = P_G \cdot \frac{8}{100}; \quad (3.4)$$

$$Q_{CH} = Q_{CHG1} = Q_{CHG2} = Q_{CHG3} = Q_G \cdot \frac{8}{100}; \quad (3.5)$$

Подставив значения в формулы (3.4) и (3.5), получим:

$$P_{CH} = P_{CHG1} = P_{CHG2} = P_{CHG3} = 320 \cdot \frac{8}{100} = 25,6;$$

$$Q_{CH} = Q_{CHG1} = Q_{CHG2} = Q_{CHG3} = 198,4 \cdot \frac{8}{100} = 15,9;$$

Перетоки мощности через блочные трансформаторы для всех схем равны, МВА:

$$S_{Тбл} = |P_{Тбл} + jQ_{Тбл}| = \sqrt{[P_G - P_{CHG}]^2 + [Q_G - Q_{CHG}]^2}, \quad (3.6)$$

где P_{CHG} – активная мощность, потребляемая собственными нуждами;

P_G – активная мощность, вырабатываемая турбогенераторами;

Q_{CHG} – реактивная мощность, потребляемая собственными нуждами;

Q_G – реактивная мощность, вырабатываемая турбогенераторами.

$$S_{Тбл} = \sqrt{[320 - 25,6]^2 + [198,4 - 15,9]^2} = |294,4 + j182,5| = 346,4$$

Выбираем блочные трансформаторы из условия:

$$S_{Т.НОМ} \geq S_{Т.бл}$$

$$S_{Т.НОМ} \geq 346,4 \text{ МВА};$$

Из номенклатурного каталога [4] выбираем трансформатор на напряжение 500 кВ типа: ТДЦ 400000/500.

На напряжение 220 кВ: ТДЦ 400000/220.

Для варианта №1 определим перетоки мощности через обмотки автотрансформаторов, МВА:

При минимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_1 = \sqrt{[n \cdot (P_G - P_{CHG}) - P_{НГ\min}]^2 + [n \cdot (Q_G - Q_{CHG}) - Q_{НГ\min}]^2} = |P_1 + jQ_1|; \quad (3.7)$$

где n – количество турбогенераторов подключенных к РУСН

$$S_1 = \sqrt{[2 \cdot (320 - 25,6) - 220]^2 + [2 \cdot (198,4 - 15,9) - 136,4]^2} = 433,9;$$

При максимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_2 = \sqrt{[n \cdot (P_G - P_{CHG}) - P_{НГ\max}]^2 + [n \cdot (Q_G - Q_{CHG}) - Q_{НГ\max}]^2} = |P_2 + jQ_2|; \quad (3.8)$$

$$S_2 = \sqrt{[2 \cdot (320 - 25,6) - 280]^2 + [2 \cdot (198,4 - 15,9) - 173,6]^2} = 363,3;$$

При аварийном режиме (отключение одного блока, подключенного к шинам РУ СН) вся мощность необходимая для покрытия нагрузки передается через АТ связи:

$$S_3 = \sqrt{[(P_G - P_{CHG}) - P_{НГ\max}]^2 + [(Q_G - Q_{CHG}) - Q_{НГ\max}]^2} = |P_2 + jQ_2|; \quad (3.9)$$

$$S_3 = \sqrt{[(320 - 25,6) - 280]^2 + [(198,4 - 15,9) - 173,6]^2} = 16,9;$$

Для увеличения надежности электроснабжения потребителей устанавливаем два АТС. Тогда выбираем из условия:

$$S_{АТ.НОМ} \geq 0,7 S_{СН(ВН)max};$$

$$S_{СН(ВН)max} = S_1 = 434 \text{ МВА};$$

$$S_{АТ.НОМ} \geq 0,7 \cdot 434 = 303,8 \text{ МВА}$$

Из [13] выбираем два автотрансформатора типа АТДЦН-500000/500/220. На данные напряжения и мощность промышленностью освоен только данный АТ.

Перетоки мощности на РУ СН такие же, как и в варианте №1:

Для варианта №2 определим перетоки мощности через обмотки автотрансформаторов, МВА:

При минимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_4 = \sqrt{[n \cdot (P_G - P_{CHG}) - P_{НГ\min}]^2 + [n \cdot (Q_G - Q_{CHG}) - Q_{НГ\min}]^2} = |P_1 + jQ_1|; \quad (3.7)$$

где n – количество турбогенераторов подключенных к РУСН

$$S_4 = \sqrt{[(320 - 25,6) - 220]^2 + [(198,4 - 15,9) - 136,4]^2} = 87,5$$

При максимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_5 = \sqrt{[n \cdot (P_G - P_{CHG}) - P_{НГ\max}]^2 + [n \cdot (Q_G - Q_{CHG}) - Q_{НГ\max}]^2} = |P_2 + jQ_2|; \quad (3.8)$$

$$S_5 = \sqrt{[(320 - 25,6) - 280]^2 + [(198,4 - 15,9) - 173,6]^2} = 16,9;$$

При аварийном режиме (отключение одного блока, подключенного к шинам РУ СН) вся мощность необходимая для покрытия нагрузки передается через АТ связи:

$$S_6 = |P_3 + jQ_3| = \sqrt{P_{НГ\max}^2 + Q_{НГ\max}^2}, \quad (3.9)$$

$$S_6 = \sqrt{280^2 + 173,6^2} = 329,4;$$

Устанавливаем группу однофазных АТС, которые выбираем из условия:

$$S_{АТ.НОМ} \geq S_{СН(ВН)max};$$

$$S_{СН(ВН)max} = S_6 = 329,4 \text{ МВА};$$

$$S_{АТ.НОМ} \geq 329,4 \text{ МВА};$$

Так как обмотка низшего напряжения должна быть рассчитана на полную мощность генератора:

$$S_{\Gamma} \leq S_{\text{тип}} = K_{\text{тип}} \cdot S_{\text{ном}}, \quad (3.11)$$

откуда

$$S_{ном} \geq \frac{S_{г}}{K_{тип}}. \quad (3.12)$$

Коэффициент $K_{тип}$ зависит от коэффициента трансформации автотрансформатора n_{BC} , который определяется по формуле:

$$n_{BC} = \frac{U_{вн}}{U_{сн}}, \quad (3.13)$$

где $U_{вн}$ - напряжение высшей стороны автотрансформатора;

$U_{сн}$ - напряжение средней стороны автотрансформатора;

$$n_{BC} = \frac{500}{220} = 2,27.$$

Определим коэффициент типовой мощности $K_{тип}$ по формуле:

$$K_{тип} = 1 + \frac{1}{n_{BC}} = 1 + \frac{1}{2,27} = 0,56. \quad (3.14)$$

Определим номинальную мощность автотрансформатора, МВА,

$$S_{ном} \geq \frac{S_{г}}{K_{тип}} = \frac{346}{0,56} = 617,9$$

Выбираем группу из трех однофазных автотрансформаторов связи, согласно [4], АОДЦТН- 267000/500/220.

Согласно [4], мощность обмотки низшего напряжения АОДЦТН - 267000/500/220 составляет $S_{нн1}=120$ МВА, а группы $S_{нн3} = 360$ МВА, а мощность которая передается генератором через обмотку низшего напряжения составляет согласно формуле (3.9) $S_{бл.}=346$ МВА, что удовлетворяет условию [3.15]:

$$S_{бл.} \leq S_{нн3}. \quad (3.15)$$

На данные напряжения и мощность промышленностью освоен только данный АТ.

Так как к стороне НН автотрансформатора связи подключен генератор, следовательно, нужно учесть его мощность, МВА:

$$S_7 = \sqrt{[p \cdot (P_G - P_{CHG})]^2 + [p \cdot (Q_G - Q_{CHG})]^2} = |P_4 + jQ_4|, \quad (3.10)$$

где p – количество блочных автотрансформаторов связи.

$$S_7 = \frac{\sqrt{[2 \cdot (320 - 25,6)]^2 + [2 \cdot (198,4 - 15,9)]^2}}{2} = |588,8 + j365| = 476,9$$

Для варианта № 3 определим перетоки мощности через обмотки автотрансформаторов, МВА: Значения перетоков совпадают с вариантом №2.

$$S_4 = 87,5;$$

$$S_5 = 16,9;$$

$$S_6 = 329,4;$$

Выбираем автотрансформатор исходя из условия, что

$$S_{AT.НОМ} \geq 1,0 \cdot S_{CH(ВН)_{макс}}; \quad (3.13)$$

$$S_{CH(ВН)_{макс}} = 329,4 \text{ МВА};$$

$$S_{AT.НОМ} \geq 329,4 \text{ МВА};$$

Так как обмотка низшего напряжения должна быть рассчитана на полную мощность генератора:

$$S_{\Gamma} \leq S_{тип} = K_{тип} \cdot S_{НОМ}, \quad (3.11)$$

откуда

$$S_{НОМ} \geq \frac{S_{\Gamma}}{K_{тип}}. \quad (3.12)$$

Коэффициент $K_{тип}$ зависит от коэффициента трансформации автотрансформатора n_{BC} , который определяется по формуле:

$$n_{BC} = \frac{U_{ВН}}{U_{сн}}, \quad (3.13)$$

где $U_{ВН}$ – напряжение высшей стороны автотрансформатора;

$U_{сн}$ – напряжение средней стороны автотрансформатора;

$$n_{BC} = \frac{500}{220} = 2,27.$$

Определим коэффициент типовой мощности $K_{тип}$ по формуле:

$$K_{тип} = 1 + \frac{1}{n_{BC}} = 1 + \frac{1}{2,27} = 0,56. \quad (3.14)$$

Определим номинальную мощность автотрансформатора, МВА,

$$S_{ном} \geq \frac{S_{г}}{K_{тип}} = \frac{346}{0,56} = 617,9$$

Выбираем группу из трех однофазных автотрансформаторов связи, согласно [4], АОДЦТН- 267000/500/220 (3+1 резервный(так как к РУ 220 кВ подключены потребители I категории в соответствии с [11])).

Согласно [4], мощность обмотки низшего напряжения АОДЦТН - 267000/500/220 составляет $S_{нн1}=120$ МВА, а группы $S_{нн3} = 360$ МВА, а мощность которая передается генератором через обмотку низшего напряжения составляет согласно формуле (3.9) $S_{бл.}=346$ МВА, что удовлетворяет условию [3.15]:

$$S_{бл.} \leq S_{нн3}. \quad (3.15)$$

На данные напряжения и мощность промышленностью освоен только данный АТ, для увеличения надежности сравним две группы АТ.

Выберем трансформаторы собственных нужд (ТСН) и резервные ТСН.

Мощность трансформаторов собственных нужд 20/6 кв определяется по мощности $S_{СН}$ и выбирается стандартная ближайшая большая либо равная:

$$S_{ТСН} \geq S_{СН} = 0,08 S_{г}$$

$$S_{ТСН} \geq 0,08 \cdot 346,4 = 27,7$$

Из [4] выбираем ТСН марки ТРДНС-32000/20. Их мы установим на каждый блок, а резервный ТСН подключим к обмотке НН АТ равной 20 кВ. РТСН выбирается равным по мощности ТСН, то есть устанавливаем в качестве резерва в точности такой же трансформатор ТРДНС-32000/20.

Мощность трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кв определяется по мощности $S_{ТСН}$:

$$S_{ТСН(\frac{6}{0,4})} = 0,08 \cdot S_{ТСН} = 0,08 \cdot 32000 = 1970 \text{ КВА}$$

Из [4] выбираем ТСН типа: ТСЗ-2000/6

Характеристики трансформаторов приведены в таблице 3.1. Цены указаны по [8].

Таблица 3.1-Характеристика трансформаторов.

| Марка трансформатора | $U_{к\text{ ВН-НС}}, \%$ | $U_{к\text{ ВН-НН}}, \%$ | $U_{к\text{ СН-НН}}, \%$ | $U_{к\text{ НН-НН}}, \%$ | $I_x, \%$ | $P_x, \text{кВт}$ | $P_k, \text{кВт}$ | Цена, тыс.руб. |
|-------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------|-------------------|-------------------|----------------|
| АОДЦТН – 267000/500/220 | 11,5 | 37 | 23 | - | 0,35 | 150 | 490 | 292 |
| ТДЦ-400000/220 | - | 11 | - | - | 0,4 | 330 | 880 | 389 |
| ТДЦ-400000/500 | - | 13 | - | - | 0,4 | 350 | 800 | 418 |
| ТРДНС-32000/20 | - | 12,7 | - | 40 | 0,6 | 29 | 145 | 470 |
| ТРДНС-32000/220 | - | 11,5 | - | 40 | 0,65 | 45 | 150 | 112 |
| АТДЦН– 500000/500/220 | 12 | 50 | 35 | - | 0,5 | 150 | 950 | 503 |

4. Определение потерь энергии в трансформаторах

Потери в блочных трансформаторах, $\text{кВт} \cdot \text{ч}$:

$$\Delta W_{\text{бл.Т}} = P_x \cdot (8760 - T_{\text{пл.р}}) + P_{\text{кв-н}} \cdot \left(\frac{S_{\text{Т.бл.макс}}}{S_{\text{ТНОМ}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.1)$$

где P_x – потери холостого хода;

$P_{\text{кв-н}}$ – потери короткого замыкания;

$T_{\text{пл.р}}$ – время планового ремонта блока, определяется временем ремонта турбины $T_{\text{пл.р}} = 720 \text{ч.}$;

$S_{\text{ТНОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$S_{\text{Т.бл.макс}}$ – максимальная мощность протекающая через трансформатор;

τ – время максимальных потерь, $\tau = 5200 \text{ч.}$;

Вычислим потери в блочных трансформаторах на стороне 500 кВ по формуле (4.1)

$$\Delta W_{\text{бл.Т1}} = 350 \cdot (8760 - 720) + 800 \cdot \left(\frac{346,4}{400}\right)^2 \cdot 5200 = 5933817,0;$$

Вычислим потери в блочных трансформаторах на стороне 220 кВ по формуле (4.1):

$$\Delta W_{\text{бл.Т2}} = 330 \cdot (8760 - 720) + 880 \cdot \left(\frac{346,4}{400}\right)^2 \cdot 5200 = 6084998,7;$$

Вычислим потери в группах автотрансформаторов связи схеме 1, кВт · ч:

$$\Delta W_{\text{А.Т1}} = 230 \cdot (8760 - 720) + 0,5 \cdot 1050 \left(\frac{434}{500}\right)^2 \cdot 5200 = 3906047,5;$$

Потери для группы автотрансформаторов связи в схеме 2, кВт · ч:

$$\Delta W_{\text{А.Т2}} = 3 \cdot 150(8760 - 720) + 3 \cdot 490 \left(\frac{329,4}{3 \cdot 267}\right)^2 \cdot 5200 = 4841040;$$

Потери для группы автотрансформаторов связи в схеме 2, кВт · ч:

$$\Delta W_{\text{А.Т3}} = 6 \cdot 150(8760 - 720) + 6 \cdot 490 \left(\frac{329,4}{6 \cdot 267}\right)^2 \cdot 5200 = 7740504;$$

Суммарные потери электроэнергии в схеме 1, кВт · ч:

$$\Delta W = 3 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т1}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{АТ}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т2}}; \quad (4.10)$$

$$\Delta W = 3 \cdot 5933817,5 + 2 \cdot 3906047,5 + 2 \cdot 6084998,7 = 37783543,7;$$

Суммарные потери электроэнергии в схеме 2, кВт · ч:

$$\Delta W = 3 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т1}} + \Delta W_{\text{АТ}} + \Delta W_{\text{бл.Т2}};$$

$$\Delta W = 5933817,5 + 2 \cdot 4841040 + 2 \cdot 6084998,7 = 28727489,5$$

Суммарные потери электроэнергии в схеме 3, кВт · ч:

$$\Delta W = 3 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т1}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{АТ}} + \Delta W_{\text{бл.Т2}};$$

$$\Delta W = 3 \cdot 5933817,5 + 2 \cdot 7740504 + 6084998,7 = 39367457,7;$$

Стоимость потерь энергии в вариантах схем, руб.:

$$I_{\text{пот}} = \beta \cdot \Delta W, \quad (4.11)$$

где β – удельная стоимость потерянной электроэнергии, $\beta = 2 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$;

ΔW – суммарные потери электроэнергии в вариантах схем, $\text{кВт} \cdot \text{ч}$;

Для схемы 1:

$$I_{\text{пот1}} = 2 \cdot 37783543,4 = 75567086,8;$$

Для схемы 2:

$$I_{\text{пот2}} = 2 \cdot 28727489,5 = 57454979,4;$$

Для схемы 3:

$$I_{\text{пот3}} = 2 \cdot 39367457,7 = 78734915,7;$$

5. Ориентировочный выбор коммутационной аппаратуры

За максимальный рабочий ток принимаем ток номинальный, который находится по формуле, кА:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (5.1)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение трансформатора.

Максимальный рабочий ток в цепях блочных трансформаторов, РУВН $U_{\text{Н}}=500\text{кВ}$:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0,462;$$

Максимальный рабочий ток в цепях блочных трансформаторов, РУСН $U_{\text{Н}}=220\text{кВ}$:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1,05;$$

Максимальный рабочий ток в цепи резервного трансформатора, $U_H=20\text{кВ}$:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,92;$$

Рабочий ток при перетоке на ВН стороне определяется по формуле:

$$I_{\text{раб.вн}} = \frac{S_{\text{ат.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (5.2)$$

где $I_{\text{раб.вн}}$ - рабочий ток на ВН автотрансформатора;

$S_{\text{ат.}}$ - полная номинальная мощность автотрансформаторов;

$U_{\text{вн}}$ - напряжение на высшей обмотке автотрансформатора.

$$I_{\text{раб.вн}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0,577 \text{ кА}.$$

Рабочий ток при перетоке на ВН стороне определяется по формуле:

$$I_{\text{раб.сн}} = \frac{S_{\text{ат}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}},$$

Где $I_{\text{раб.сн}}$ - рабочий ток на СН автотрансформатора;

$U_{\text{сн}}$ - напряжение на средней обмотке автотрансформатора.

$$I_{\text{раб.сн}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1,312 \text{ кА},$$

Согласно [8], наибольший ток послеаварийного или ремонтного режима

Максимальный рабочий ток в цепях генераторов, кА:

$$I_{\text{Граб.макс}} = \frac{S_{\text{ГНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ГНОМ}} \cdot \cos \varphi}, \quad (5.3)$$

где $S_{\text{ГНОМ}}$ — номинальная мощность генератора, $S_{\text{ГНОМ}} = 320 \text{ МВт}$;

$U_{\text{ГНОМ}}$ — номинальное напряжение генератора, $U_{\text{ГНОМ}} = 20 \text{ кВ}$.

$$I_{\text{Граб.макс}} = \frac{346}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,85} = 11,8;$$

Согласно [8], наибольший ток послеаварийного или ремонтного режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$I_{\text{раб.мах}_\varepsilon} = \frac{P_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma} \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi}, \quad (5.4)$$

где $I_{\text{раб.мах}_\varepsilon}$ - ток рабочий максимальный генератора.

$$I_{\text{раб.мах}_\varepsilon} = \frac{346}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,85 \cdot 0,95} = 12,42 \text{ кА}.$$

Рабочий ток ТСН определяется по формуле:

$$I_{\text{раб.тсн}} = \frac{S_{\text{тсн.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{тсн}}}, \quad (5.5)$$

Где $I_{\text{раб.тсн}}$ - рабочий ток трансформатора собственных нужд;

$S_{\text{тсн.}}$ - полная мощность трансформатора собственных нужд;

$U_{\text{тсн}}$ - напряжение трансформатора собственных нужд.

$$I_{\text{раб.тсн}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,92 \text{ кА}.$$

Рабочий ток в цепи СН определяется по формуле (5.1) :

$$I_{\text{раб.сн}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3,079 \text{ кА}.$$

Расчёт нормальных и максимальных токов ОРУ 500 кВ

$$I_{\text{ОРУ500}} = \frac{S_{\text{нагр.мах.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ОРУ500}}}, \quad (5.6)$$

где $S_{\text{нагр.мах.}}$ - максимальная нагрузка на ОРУ 500кВ;

$U_{\text{ОРУ500}}$ - напряжение на ОРУ.

$$I_{\text{ОРУ500}} = \frac{1473,2}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1,69 \text{ кА}$$

Расчёт нормальных и максимальных токов ОРУ 220 кВ

$$I_{\text{ОРУ}220} = \frac{S_{\text{нагр.мах.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ОРУ}220}}, \quad (5.7)$$

где $S_{\text{нагр.мах.}}$ - максимальная нагрузка на ОРУ 220кВ;

$U_{\text{ОРУ}220}$ - напряжение на ОРУ.

$$I_{\text{ОРУ}220} = \frac{330}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,86 \text{ кА}$$

6. Выбор ЛЭП, передающих мощность потребителям

Число линий электропередач:

$$N_{\text{лэпсн}} = \frac{P_{\text{наг.мах.}}}{P_{\text{пред}}} + 1, \quad (6.1)$$

где $P_{\text{наг.мах.}}$ - максимальная активная мощность нагрузки;

$$N_{\text{лэп}} = \frac{280}{200} + 1 = 2,4$$

$$N_{\text{лэп}} = \frac{(350 * 5) - 220}{900} + 1 = 2.5$$

Принимаем число ЛЭП передающей мощность потребителям $N_{\text{лэп сн}} = 3$.

7. Расчёт ТЭП для выбора варианта структурной схемы станции

Экономическая целесообразность схемы определяется минимальными приведенными затратами, тыс. руб./год:

$$З = E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{пот}} \quad (7.1)$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений ($E_{\text{н}}=0,125$ руб.год./руб.);

K – капитальные вложения в станцию.

Вариант с наименьшими приведенными затратами принимается для дальнейшей проработки схем РУ.

Таблица 7.1 – Расчет капитальных затрат

| Наименование | Вариант 1 | | Вариант 2 | | Вариант 3 | |
|---------------------------|-----------|--------------------|-----------|--------------------|-----------|-------------------|
| | кол-во | стоимость тыс.руб. | кол-во | стоимость тыс.руб. | кол-во | Стоимость тыс.руб |
| АОДЦН – 267000/500/220 | | | 4 | 210240 | 6 | 252000 |
| ТДЦ-400000/220 | 2 | 280080 | 1 | 280080 | 1 | 280080 |
| ТДЦ-400000/500 | 3 | 300960 | 3 | 300960 | 2 | 300960 |
| АТДЦН– 500000/500/220 | 2 | 362160 | | | | |
| Итого: | | 2187360 | | 2023920 | | 2394000 |

Расчет является приближенным, ценовые показатели могут не соответствовать действительности, цель расчета является сравнение вариантов, с учетом указанных условий.

По формуле (7.1) подсчитаем приведенные затраты для трех схем.

Для варианта 1:

$$З_1 = 0,125 \cdot 2187360 + 75567086,8 \cdot 10^{-3} = 348987,1 \text{ тыс.руб}$$

Для варианта 2:

$$З_2 = 0,125 \cdot 2023920 + 57454979,4 \cdot 10^{-3} = 310444,98 \text{ тыс.руб}$$

Для варианта 3:

$$З_3 = 0,125 \cdot 2394000 + 78734915,7 \cdot 10^{-3} = 377984,9 \text{ тыс.}$$

Затраты различаются менее чем, в 10%, что является разнозначным. Для дальнейших расчетов выбираем вариант структурной схемы № 3, т.к. данная схема имеет две группы АТ связи, что обеспечивает более надежное электроснабжение потребителей.

8. Расчёт токов короткого замыкания

Исходная схема замещения, составленная на основе структурной схемы (рис. 1.3), представлена на рис. 7:

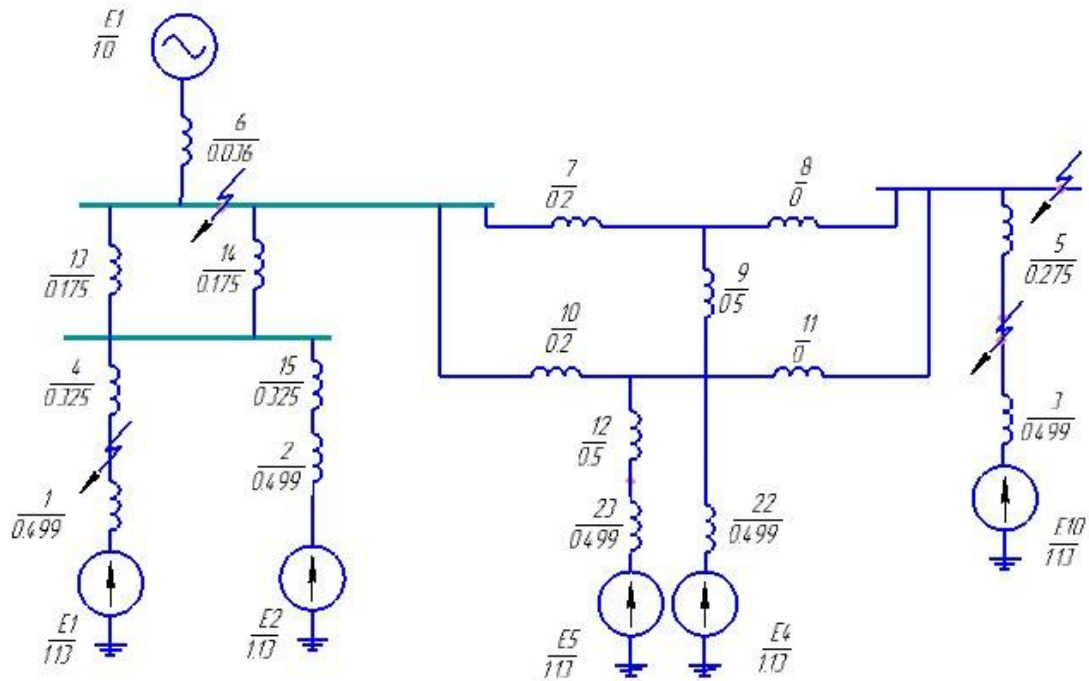


Рисунок 7.1 – Эквивалентная схема замещения для расчетов токов КЗ
Произведем расчет токов КЗ по учебнику [6, 108с].

Найдём параметры схемы замещения при $S_b = 1000$ МВА, применив расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений элементов системы.

Рассчитаем базисный ток:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b}, \quad (8.1)$$

где U_b – базисное напряжение,

$$U_{b1} = 515 \text{ кВ},$$

$$U_{b2} = 230 \text{ кВ},$$

$$U_{b3} = 20 \text{ кВ};$$

Тогда базисные токи равны, кА:

$$I_{61} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,12;$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51;$$

$$I_{63} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,9 .$$

ЭДС для генераторов, о.е.: так как все три генератора одинаковые, то $E_1=E_2=E_3 = E_4=E_5 = 1,13$.

ЭДС системы, о.е.: $E_4 = 1,0$;

Сопротивление генератора в схеме замещения определяется по формуле:

$$X_G = x_d'' \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} . \quad (8.2)$$

Поскольку все генераторы одинаковые, то

$$X_1=X_2=X_3 = X_{22}=X_{32} = 0,173 \cdot \frac{1000}{346,4} = 0,499$$

Сопротивление блочных трансформаторов определим по формуле:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} ; \quad (8.3)$$

Подставляя параметры из таблицы 3.1:
Для трансформаторов $U_{BH} 500$ кВ:

$$X_4=X_{15} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,325;$$

Для трансформаторов $U_{BH} 220$ кВ:

$$X_5 = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,275;$$

Определим индуктивное сопротивление для систем:

$$X_s = X_c \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} ; \quad (8.4)$$

$$X_6 = 0,36 \cdot \frac{1000}{10000} = 0,036;$$

Определим напряжение КЗ для автотрансформатора, %:

По таблице 3.1 для АТ:

$$U_{КВН} = 37\%;$$

$$U_{КВС} = 11,5\%;$$

$$U_{КСН} = 23\%;$$

$$U_{КВ} = \frac{1}{2} \cdot (U_{КВН} + U_{КВС} - U_{КСН}) = \frac{1}{2} (37 + 11,5 - 23) = 12,75; \quad (8.5)$$

$$U_{КС} = \frac{1}{2} \cdot (U_{КВС} + U_{КСН} - U_{КВН}) = \frac{1}{2} (11,5 + 23 - 37) = 0; \quad (8.6)$$

$$U_{КН} = \frac{1}{2} \cdot (U_{КВН} + U_{КСН} - U_{КВС}) = \frac{1}{2} (37 + 23 - 11,5) = 24,25, \quad (8.7)$$

где $U_{КВН}$ – напряжение короткого замыкания между обмотками высшего и низшего напряжения автотрансформатора;

$U_{КВС}$ – напряжение короткого замыкания между обмотками высшего и среднего напряжения автотрансформатора;

$U_{КСН}$ – напряжение короткого замыкания между обмотками среднего и низшего напряжения автотрансформатора.

Сопротивление высокой обмотки:

$$X_7 = X_{10} = \frac{U_{КВ}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{1000}{167 \cdot 3} = 0,16; \quad (8.8)$$

Сопротивление средней обмотки равно нулю;

Сопротивление низкой обмотки:

$$X_8 = X_{11} = \frac{U_{КН}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} = \frac{22,75}{100} \cdot \frac{1000}{167 \cdot 3} = 0,3; \quad (8.9)$$

Определяем сопротивления линий электропередач по формуле:

$$X_{w*(\sigma)} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2}, \quad (8.10)$$

где l – длина линии, км;

$$X_{13} = X_{14} = 0,3 \cdot 300 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,17;$$

Обобщенная нагрузка моделируется самой большой величиной сопротивления и имеет наименьшие значения ЭДС. Это указывает на то, что ток подпитки от такой обобщенной нагрузки будет незначительным, поэтому им пренебрегаем, т.е. исключаем из рассмотрения ветви с обобщенной нагрузкой.

8.1 Расчёт действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ

Преобразуем схему замещения для точки К-1:

Сопротивлениями трансформаторов собственных нужд для данной точки пренебрегаем.

Сопротивление генератора и трансформатора относительно друг друга находятся в последовательном соединении:

$$X_{28} = X_3 + X_5 = 0,499 + 0,275 = 0,774;$$

Так как автотрансформаторы установлены параллельно, то эквивалентуем их сопротивление:

$$X_{17} = \frac{X_7}{2} = \frac{X_{10}}{2} = \frac{0,2}{2} = 0,08;$$

$$X_{18} = \frac{X_8}{2} = \frac{X_{11}}{2} = \frac{0}{2} = 0;$$

$$X_{19} = \frac{X_9}{2} = \frac{X_{12}}{2} = \frac{0,5}{2} = 0,15;$$

Последовательно включенные сопротивления заменяем одним сопротивлением:

$$X_{20} = X_{19} + X_{22} = 0,499 + 0,25 = 0,649;$$

$$X_{21} = X_5 + X_3 = 0,275 + 0,499 = 0,774;$$

$$X_{22} = X_{19} // X_{20} = \frac{0,15 + 0,3495}{0,15 + 0,2495} = 0,3995;$$

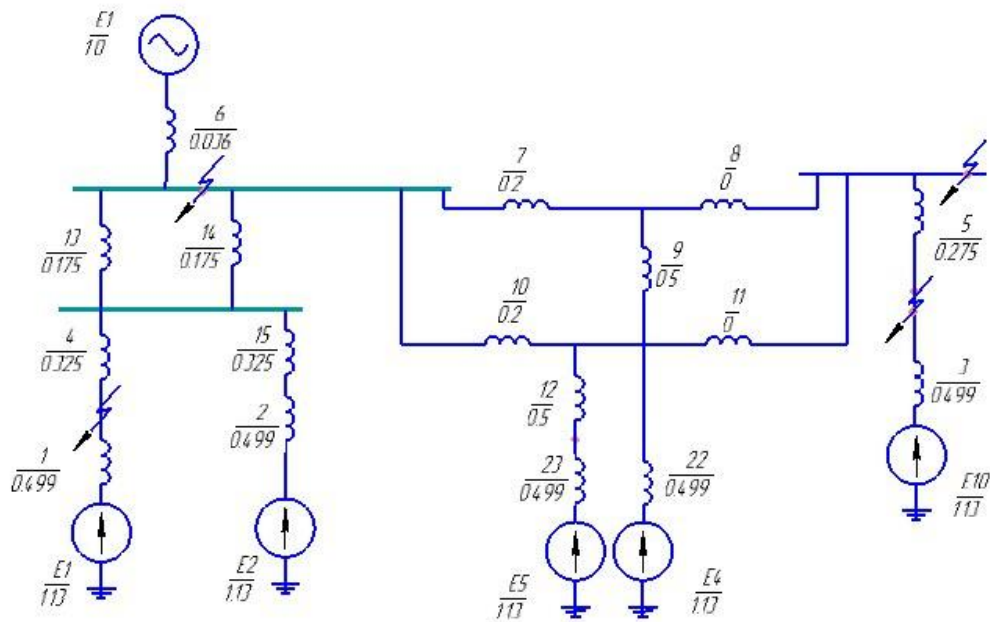


Рисунок 7.2 –Преобразованная схема замещения для расчетов токов КЗ

$$X_{23} = X_{15} + X_2 = 0,325 + 0,499 = 0,824;$$

$$X_{24} = X_{13} // X_{14} = \frac{0,175}{3} = 0,084;$$

$$X_{25} = X_{18} + X_{21} = 0,774 + 0 = 0,774;$$

$$X_{26} = X_{22} // X_{25} = \frac{0,3995 \cdot 0,774}{0,3995 + 0,774} = 0,266$$

$$X_{27} = X_{17} + X_{26} = 0,08 + 0,266 = 0,274;$$

Ветви с ЭДС E_2 и E_3 являются параллельными, но так как генераторы одинаковые, результирующее ЭДС не изменится.

$$E_4 = E_2 // E_3 = 1,13.$$

$$X_{28} = X_6 // X_{27} = \frac{0,274 \cdot 0,036}{0,274 + 0,036} = 0,034;$$

$$E_c = E_4 // E_5 = \frac{1,13 \cdot 0,036 + 0,535}{0,535 + 0,036} = 1,01$$

$$X_{29} = X_{28} + X_{24} = 0,034 + 0,084 = 0,118;$$

$$X_{30} = X_{29} // X_{23} = \frac{0,118 \cdot 0,824}{0,942} = 0,103;$$

$$X_{31} = X_{30} + X_4 = 0,103 + 0,325 = 0,428;$$

$$X_{32} = X_1 // X_{31} = \frac{0,428 \cdot 0,499}{0,927} = 0,231$$

Полученные значения покажем на схеме, представленной на рис. 7.3

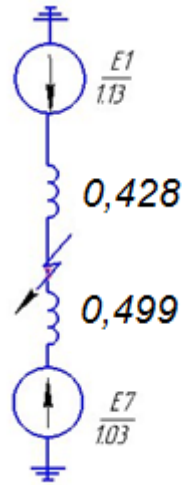


Рисунок 7.3 – Простейший вид схемы замещения для расчетов токов КЗ
В этом случае действующее значение в точке КЗ:

$$E_{\Sigma S} = E_1 = 1,0, \quad (8.1.1)$$

где $E_{\Sigma S}$ – ЭДС системы.

$$x_{\Sigma S} = x_{31} = 0,499, \quad (8.1.2)$$

где $x_{\Sigma S}$ – суммарное индуктивное сопротивление ветви системы.

$$E_{\Sigma G} = E_2 = E_3 = E_4 = E_5 = E_6 = 1,13, \quad (8.1.3)$$

где $E_{\Sigma G}$ – суммарное ЭДС генераторов.

$$x_{\Sigma G} = x_{32} = 0,431 \quad (8.1.4)$$

где $x_{\Sigma G}$ – суммарное индуктивное сопротивление ветви генератора.

Определим начальное значение периодического тока трёхфазного короткого замыкания.

$$I_{\text{Пос}(\bullet)} = \frac{E_{\Sigma S}}{x_{\Sigma S}}, \quad (8.1.5)$$

где $E_{\Sigma S}$ – то же, что и в формуле (8.1.3);

$I_{\text{пос}(\ast)}$ – периодический ток трёхфазного короткого замыкания ветви системы;
 $x_{\Sigma S}$ – то же, что и в формуле (8.1.2).

$$I_{\text{пос}(\ast)} = \frac{1,0}{0,499} = 2,004 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{пог}(\ast)} = \frac{E_{\Sigma G}}{x_{\Sigma G}}, \quad (8.1.6)$$

где $I_{\text{пог}(\ast)}$ – периодический ток трёхфазного короткого замыкания ветви генератора.

$$I_{\text{пог}(\ast)} = \frac{1,13}{0,499} = 2,621 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{по}(\ast)} = I_{\text{пос}(\ast)} + I_{\text{пог}(\ast)}, \quad (8.1.7)$$

где $I_{\text{по}(\ast)}$ – периодический ток трёхфазного короткого замыкания.

$$I_{\text{по}(\ast)} = 2,004 + 2,621 = 4,625 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{по}} = I_{\text{по}(\ast)} \cdot I_{\text{б1}} = 4,625 \cdot 1,12 = 5,18 \text{ кА.} \quad (8.1.8)$$

Определим величину ударного тока по следующей формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_{yG} \cdot I_{\text{поG}} + \sqrt{2} \cdot K_{yS} \cdot I_{\text{поS}}, \quad (8.1.9)$$

где K_{yG} - ударный коэффициент ветви генераторов;

K_{yS} - ударный коэффициент ветви систем.

K_y показывает, во сколько раз ударный ток будет превышать максимальное значение периодической составляющей тока КЗ

Для каждой из ветвей находят эквивалентные постоянные времени $T_{\text{аG}}$, $T_{\text{аС}}$ и ударные коэффициенты K_{yG} , K_{yS} . Значения величин берем из [5, с. 161]:

$$K_{yG} = 1,969$$

$$K_{yS} = 1,846$$

$$T_{\text{аG}} = 0,32$$

$$T_{\text{аS}} = 0,06$$

Определим ударный ток трехфазного короткого замыкания по формуле (8.1.9):

$$i_{y(*)} = \sqrt{2} \cdot 1,969 \cdot 2,621 + \sqrt{2} \cdot 1,846 \cdot 2,004 = 12,530 \text{ o.e.}$$

$$i_y = i_{y(*)} \cdot I_{61}, \quad (8.1.10)$$

$$i_y = 12,530 \cdot 1,12 = 13,158 \text{ кА.}$$

Определим апериодический ток в любой момент времени по формуле:

$$I_{at(*)} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = i_{atS} + i_{atG}, \quad (8.1.11)$$

где i_{at} – апериодический ток;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;

$$t = t_{P3} + t_{CB}, \quad (8.1.12)$$

где t_{P3} – время срабатывания релейной защиты;

t_{CB} – время срабатывания аппарата.

$$t = 0,01 + 0,08 = 0,09.$$

$$i_{atS} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0S} \cdot e^{-\frac{t}{T_{aS}}}, \quad (8.1.13)$$

$$i_{atS} = \sqrt{2} \cdot 2,004 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,06}} = 0,632 \text{ o.e.}$$

$$i_{atG} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0G} \cdot e^{-\frac{t}{T_{aG}}}, \quad (8.1.14)$$

$$i_{atG} = \sqrt{2} \cdot 2,621 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,32}} = 2,798 \text{ o.e.}$$

$$I_{at(*)} = i_{atS} + i_{atG}, \quad (8.1.15)$$

где i_{atS} – апериодический ток в ветви системы;

i_{atG} – апериодический ток в ветви генератора.

$$I_{at(*)} = 0,632 + 2,798 = 3,43 \text{ o.e.}$$

$$I_{at} = I_{at(*)} \cdot I_{\delta 2}, \quad (8.1.16)$$

где $I_{at(*)}$ – апериодический ток, в о.е.

$$I_{at} = 3,43 \cdot 1,12 = 3,766 \text{ кА.}$$

Определим периодический ток в любой момент времени по формуле:

$$I_{nt(*)} = I_{ntG(*)} + I_{ntS(*)}, \quad (8.1.17)$$

где $I_{ntS(*)}$ – действующее значение периодический составляющей ток в ветви системы;

$I_{ntG(*)}$ – действующее значение периодический составляющей ток в ветви генератора.

$$I_{ntS(*)} = I_{п0S} = 2,004 \text{ о.е.} \quad (8.1.18)$$

Определим номинальный ток генератора, приведенный к ступени короткого замыкания:

$$I'_{ном} = \frac{S_{\Sigma G} \cdot n}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}, \quad (8.1.19)$$

где $S_{ном\Sigma}$ – суммарная мощность всех генераторов;

$U_{ср.ном}$ – средне номинальное напряжение первой ступени.

$$I'_{ном} = \frac{350 \cdot 5}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,961 \text{ кА.}$$

Определим удалённость точки короткого замыкания

$$\frac{I_{п0G}}{I'_{ном}} = \frac{2,621}{1,34} = 1,34.$$

По номеру кривой находим значение γ_t

$$\gamma_t = \frac{I_{ntG}}{I_{п0G}} = 0,95.$$

Определим периодическую составляющую тока короткого замыкания

$$I_{ntG(*)} = \gamma_t \cdot I_{п0G(*)} = 0,95 \cdot 2,621 = 2,489 \text{ о.е.} \quad (8.1.20)$$

Определим периодическую составляющую тока короткого замыкания, в о.е.

$$I_{nt(*)} = 2,489 + 2,004 = 4,493 \text{ о.е.}$$

$$I_{nt} = I_{nt(*)} \cdot I_{б1}, \quad (8.1.21)$$

$$I_{nt} = 4,493 \cdot 1,12 = 5,032 \text{ кА.}$$

Определение интеграла Джоуля

$$B_K = B_G + B_S, \quad (8.1.22)$$

где B_G — интеграл джоуля в ветви генератора;

B_S — интеграл джоуля в ветви системы.

$$B_S = I_{п0S}^2 \cdot (t_{откл} + T_{aS}), \quad (8.1.23)$$

где $t_{откл}$ — время отключения.

$$B_S = (2,004 \cdot 1,12)^2 \cdot (0,09 + 0,06) = 0,756 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_G = I_{п0G}^2 \cdot (B_{G*} \cdot t_{откл} + T_{aG} (1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{откл}}{T_{aG}}})) , \quad (8.1.24)$$

$$B_G = (2,621 \cdot 1,12)^2 \cdot \left(0,85 \cdot 0,09 + 0,32 \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,09}{0,32}} \right) \right) = 1,844 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_K = 0,756 + 1,844 = 2,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Расчёт токов короткого замыкания для остальных точек рассчитаем на ЭВМ и сведем результаты в таблицу.

Таблица 8.1 – Результаты расчетов токов КЗ

| Точки КЗ | $I_{по},$ кА | $I_{пт},$ кА | $i_{ат},$ кА | $i_{уд},$ кА | $\beta,$ % | $B,$ кА ² ·с |
|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|----------------------------|
| К-9 20 кВ | 5,18 | 5,032 | 3,766 | 13,158 | 66,9 | 2,6 |
| К-2 500 кВ | 23,84 | 21,98 | 7,197 | 34,25 | 64,5 | 3,576 |
| К-3 220 кВ | 12,959 | 16,65 | 18,49 | 37,75 | 82,5 | 5,056 |
| К-4 20 кВ | 141,7 | 159,94 | 93,068 | 105,5 | 35,17 | 21,255 |

9. Выбор выключателей

9.1 Выбор выключателей для ОРУ 500 кВ

Выбор выключателей проводится по номинальному току и номинальному напряжению. Выполним проверку для выключателя ВГБ-500. Необходимо произвести выбор выключателей по следующим параметрам:

1. Проверка по длительному току:

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч} \quad (9.1.1)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток выключателя;

$I_{ном.расч}$ – номинальный ток нормального режима.

$$3150 \text{ A} \geq 1690 \text{ A}.$$

2. Проверка по напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{с.ном} \quad (9.1.2)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя;

$U_{с.ном}$ – номинальное напряжение сети, в которой устанавливается выключатель.

$$500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ}.$$

3. Проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{отк.ном} \geq I_{пв}$$

где $I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя.

$$40,0 \text{ кА} \geq 8,772 \text{ кА}.$$

4. Проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} \geq i_{ат}, \quad (9.1.3)$$

где $i_{a.ном}$ - номинальное значение апериодической составляющей тока отключения;

$\beta_{ном}$ - нормированное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения;

τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов.

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.},$$

где $t_{з.мин} = 0,01$ с - минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в.}$ - собственное время отключения выключателя;

$$\tau = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ с}.$$

Нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе $\beta_{ном} = 47\%$,

Тогда возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 40}{100} = 26,587 \geq i_{ат};$$

$$26,587 \text{ кА} \geq 7,2 \text{ кА}.$$

5. По включающей способности проверка производится по условию:

$$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}, \quad (9.1.4)$$

где $I_{вкл.ном}$ - начальное действующее значение периодической составляющей номинального тока включения.

$$40 \text{ кА} \geq 23,84 \text{ кА}.$$

6. Проверка на электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}, \quad (9.1.5)$$

где $i_{пр.скв}$ – наибольшее мгновенное значение предельного сквозного тока.

$$40 \text{ кА} \geq 34,25 \text{ кА}.$$

7. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (9.1.6)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости;

B_k – интеграл Джоуля с пределами интегрирования.

$$80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 3,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 9.2-Расчетные и каталожные данные.

| Условия выбора | Расчетные данные | Параметры выключателей ВГБ-500 |
|---|-------------------------|--------------------------------|
| $U_{уст} \leq U_n$ | 500 кВ | 500 кВ |
| $I_{раб\max} \leq I_n$ | 1690 А | 3150 А |
| $I_{по} \leq I_{дин}$ | 23,8 кА | 40 кА |
| $i_{уд} \leq I_{мдин}$ | 34,24 кА | 100 кА |
| $I_{пт} \leq I_{откл}$ | 21.98 кА | 40кА |
| $(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot (1 + \frac{\beta_n}{100})$ | 9,990 кА | 73,256 кА |
| $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ | 3,57 кА ² ·с | 4800 кА ² ·с |

Данный выключатель и разъединитель соответствует требованиям ОРУ 500 кВ, окончательно выбираем ВГБ-500 .

9.2 Выбор выключателей для ОРУ 220 кВ

Выполним проверку для элегазового выключателя типа ВГУ. Необходимо произвести выбор выключателей по следующим параметрам:

1. Проверка по длительному току:

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч}, \quad (9.2.1)$$

$$2000 \text{ A} \geq 860 \text{ A}.$$

2. Проверка по напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{с.ном}, \quad (9.2.2)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

Расчетные и каталожные данные сведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Расчетные и каталожные данные

| Условия выбора | Расчетные данные | Параметры выключателей ВГБУ-220 |
|---|-------------------------|---------------------------------|
| $U_{уст} \leq U_n$ | 220 кВ | 220 кВ |
| $I_{рабmax} \leq I_n$ | 860 А | 2000 А |
| $I_{по} \leq I_{дин}$ | 12,9 кА | 50 кА |
| $i_{уд} \leq I_{мдин}$ | 37,7 кА | 100 кА |
| $I_{пт} \leq I_{откл}$ | 16,6 кА | 40 кА |
| $(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot (1 + \frac{\beta_n}{100})$ | 18,49 кА | 71,05 кА |
| $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ | 5,05 кА ² ·с | 150 кА ² ·с |

9.3 Выбор генераторных выключателей 20 кВ

Проверку будем выполнять для выключателей в составе генераторного распределительного устройства НЕС 7В/8В.

Таблица № 9.3 – Результаты выбора разъединителя в составе НЕС 7В/8В.

| Условие выбора | Данные разъединителя по каталогу | Расчётная величина |
|---|----------------------------------|--------------------|
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$ | 13000 А | 11800 А |
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ | 25,3 кВ | 20 кВ |

10 Выбор разъединителей

10.1 Выбор разъединителей для ОРУ 500 кВ

Выполним проверку для разъединителей РНВ -500/2000 У1.

Выбор разъединителей произведем в табличной форме, где используются те же параметры сети, что и при выборе выключателей. По сравнению с выключателями проверка на электродинамическую стойкость упрощена, так как используется только амплитудное значение тока электродинамической стойкости.

Таблица №10.1 – Результаты выбора разъединителя РНВ -500/2000 У1.

| Условие выбора | Данные разъединителя по каталогу | Расчётная величина |
|---|----------------------------------|--------------------|
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$ | 2000 А | 1690 А |
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ | 500 кВ | 500 кВ |

10.2 Выбор разъединителей для ОРУ 220 кВ

Выполним проверку для разъединителей РНД -220У/1250Т1.

Таблица №10.2 – Результаты выбора разъединителя РНД -220У/1250Т1.

| Условие выбора | Данные разъединителя по каталогу | Расчётная величина |
|---|----------------------------------|--------------------|
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$ | 1250 А | 860 А |
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ | 220 кВ | 220 кВ |

10.3 Выбор разъединителей 20 кВ

Проверку будем выполнять для разъединителей в составе генераторного распределительного устройства НЕС 7В/8В.

11 Выбор токоведущих частей

11.1 Выбор токоведущих частей РУ 500кВ

Основное электрическое оборудование электростанций соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В распределительных устройствах 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Согласно проведённым расчётам, получаем, что наибольший ток на РУ 500 кВ равен 1,7 кА.

Гибкие токопроводы подлежат проверке:

1. Проверка по экономической плотности тока.

$$q_3 = \frac{I_{\text{ном}}}{J_3}, \quad (11.1.1)$$

$$q_3 = \frac{1690}{1,3} = 1300 \text{ мм}^2.$$

2. Проверка сечения на нагрев (по допустимому току). Выполним проверку для провода, расщеплённого на два провода в фазе, марки АС 500/27.

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (11.1.2)$$

$$653,8 \leq 960.$$

3. Проверка по условиям короны.

Минимальное сечение для гибких шин по условию короны на напряжении 500 кВ должно быть не меньше, чем 3×АС-330.

Корона не возникает, если выполняется следующее условие:

$$E_{\text{max}} \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (11.1.3)$$

Начальная напряженность коронного разряда:

$$E_0 = 23,3 \cdot m \cdot \delta \cdot \left[1 + \frac{0,65}{(\delta \cdot r_0)^{0,38}} \right], \quad (11.1.4)$$

$$E_0 = 23,3 \cdot 0,82 \cdot 1 \cdot \left[1 + \frac{0,65}{(1 \cdot 3,9)^{0,38}} \right] = 26,51.$$

Максимальная напряженность поля около провода:

$$E = k \cdot \frac{0.345 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{экв}}}} \quad (11.1.5)$$

k определяемый по формуле:

$$k = 1 + 2 \frac{r_0}{a} = 1 + \frac{3,9}{40} = 1,1 \quad (11.1.6)$$

Эквивалентный радиус расщепленного провода.

$$r_g = \sqrt{r_0 \cdot a} \quad (11.1.7)$$

$$r_g = \sqrt{3,9 \cdot 40} = 12,5 \text{ см.}$$

Максимальная напряженность поля около провода.

$$E_{\text{max}} = 1,1 \cdot \frac{0,345 \cdot 500}{2 \cdot 3,9 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 756}{12,5}} = 5,67. \text{ Проверим условие: } E_{\text{max}} \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$5,673 \leq 23,86.$$

11.2 Выбор комплектного экранированного токопровода (КЭТ)

Для соединения выводов генератора с повышающим силовым трансформатором применяются комплектные пофазно-экранированный токопровод (КЭТ). Выбираем КЭТ по каталогу [7] типа ТЭКНЕ-20-12500-4000У1Т1. Условия выбора и характеристики КЭТ приведены в таблице 9.2.1.

Таблица 11.2 – Выбор генераторного КЭТ

| Условия выбора | Расчетные данные | Параметры КЭТ |
|--|------------------|---------------|
| $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ | 20 кВ | 20 кВ |
| $I_{\text{раб}}^{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$ | 11800 А | 12500 А |
| $i_y \leq I_{\text{м дин}}$ | 105,5 кА | 400 кА |

В блоках генератор-трансформатор отпайка от генераторного токопровода до трансформатора собственных нужд также выполняется в виде КЭТ.

По [7] выбираем КЭТ типа ТЭКНЕ-ЭТ1-20-1600-375. Условия выбора и характеристики приведены в таблице 9.2.2

Таблица 11.2.2 – Выбор КЭТ для трансформатора собственных нужд

| Условия выбора | Расчетные данные | Данные КЭТ |
|-------------------------------|------------------|------------|
| $U_{уст} \leq U_{ном}$ | 20 кВ | 20 кВ |
| $I_{раб}^{макс} \leq I_{ном}$ | 923,761 А | 1600 А |
| $i_y \leq I_{мдин}$ | 105,5кА | 375 кА |

По [7] выбираем КЭТ типа ТЭНЕ -6-3150-128. Условия выбора и характеристики приведены в таблице 9.2.3

Таблица 11.2.3 – Выбор КЭТ для трансформатора собственных нужд

| Условия выбора | Расчетные данные | Данные КЭТ |
|-------------------------------|------------------|------------|
| $U_{уст} \leq U_{ном}$ | 6 кВ | 6 кВ |
| $I_{раб}^{макс} \leq I_{ном}$ | 3079,2 А | 3150 А |
| $i_y \leq I_{мдин}$ | 18,231 кА | 128 кА |

11.3 Выбор проводов длинных связей блочных трансформаторов и автотрансформаторов с ОРУ

Провода длинных связей блочных трансформаторов и автотрансформаторов с ОРУ выбирают по экономической плотности тока:

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{э}}} \quad (11.3.1)$$

1. Для блочного трансформатора на стороне РУ ВН 500кВ:

$$q_{\text{э}} = \frac{1690}{1,3} = 1307 \text{ мм}^2.$$

По условию короны принимаем два провода в фазе марки АС 500/27. Проверяем провод АС 500/27 согласно условию:

$$I_{\text{max.}} \leq I_{\text{доп.}}, \quad (11.3.2)$$

$$653 \leq 1050.$$

2. Для блочного трансформатора на стороне РУ СН 220кВ:

$$q_3 = \frac{860}{1,3} = 661 \text{ мм}^2,$$

Принимаем два провода в фазе марки АС 400/22, что удовлетворяет минимальному сечению проводников по условию короны.

Проверяем провод 2×АС 400/22 согласно условию:

$$I_{\text{max.}} \leq I_{\text{доп.}}, \quad (11.3.3)$$

$$465 \leq 830,$$

3. Для автотрансформатора на стороне РУ ВН 500кВ:

$$q_3 = \frac{577}{1,3} = 444 \text{ мм}^2$$

По условию короны принимаем три провода в фазе марки АС 400/22.

Проверяем провод 2×АС 400/22 согласно условию:

$$I_{\text{max.}} \leq I_{\text{доп.}},$$

$$234 \leq 830.$$

4. Для автотрансформатора на стороне РУ СН 220кВ:

$$q_3 = \frac{1312}{1,3} = 1009 \text{ мм}^2$$

По условию короны принимаем провод марки АС 400/22.

Проверяем провод 2×АС 400/22 согласно условию:

$$I_{\text{max.}} \leq I_{\text{доп.}},$$

$$531 \leq 830.$$

Гибкие неизолированные провода имеют большую поверхность охлаждения, поэтому проверка на термическую стойкость не производится.

12. Выбор измерительных трансформаторов тока

12.1 Выбор трансформаторов тока в цепи РУ 500 кВ

Выбираем трансформатор тока типа ТФРМ-500Б-У1. Трансформаторы предназначены для передачи сигнала измерительной информации прибором измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частоты 50Гц. Внешняя изоляция трансформаторов - фарфоровая крышка. Главная внутренняя изоляция бумажно-масляная конденсаторного типа расположенная на вторичной обмотке рымовидной формы. Трансформаторы имеют пять вторичных обмоток. Конструкция герметична. Данные трансформаторы изготавливают в России, что значительно снижает затраты на доставку и покупку.

1. Номинальное напряжение установки меньше номинального:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (12.1.1)$$

$$500\text{кВ} \geq 500 \text{ кВ}.$$

2. Рабочий максимальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}} \quad (12.1.2)$$

$$2000 \text{ А} \geq 1680 \text{ А}.$$

3. Проверка на электродинамическую стойкость.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются.

4. Проверка на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (12.1.3)$$

$$47^2 \cdot 1 \geq 3,056,$$

$$2209 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 3,056 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5. Проверка по вторичной нагрузке. Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2\text{ном}} = 40 \text{ Ом}$.

Таблица №12.1 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТФРМ-500Б-У1

| Прибор | Тип | Класс точности | Нагрузка | | |
|-----------------|-------|----------------|----------|------|------|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Э-350 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-365 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Варметр | Д-365 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Счётчик энергии | Альфа | 0,5 | 3,6 | 3,6 | 3,6 |
| Датчик энергии | Е-729 | 0,5 | 10 | 10 | 10 |
| Ваттметр ШУ | Д-335 | 0,5 | 0,5 | - | - |
| Итого: | | | 15,6 | 15,1 | 15,1 |

Определяем сопротивление приборов.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2},$$

где $r_{\text{ПРИБ}}$ – сопротивление приборов;

$S_{\text{ПРИБ}}$ – полная мощность приборов;

I_2 – ток вторичной обмотки ТА.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{15,6}{1^2} = 15,6 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}},$$

где $r_{\text{пр}}$ – сопротивление провода;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – номинальное сопротивление трансформатора тока;

$r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов.

$$r_{\text{пр}} = 40 - 0,1 - 15,6 = 24,3 \text{ Ом.}$$

Сечение проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{пр}}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{\text{РАСЧ}}$ – расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

$$q = \frac{0,0175 \cdot 150}{24,3} = 0,108 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности полученное расчётное сечение не должно быть меньше 2,5 мм² для медных жил. Примем контрольный кабель КРВГ сечением q=2,5 мм² и пересчитаем сопротивление проводов.

$$r'_{np} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки трансформатора тока.

$$r_{np} = r'_{np} + r_k + r_{приб}$$

где r'_{np} – пересчитанное сопротивление проводов.

$$r_{np} = 1,05 + 0,1 + 15,6 = 26,75 \text{ Ом.}$$

Условия выбора ТТ сведем в таблицу.

Таблица №12.1.1– Выбор трансформатора тока ТФРМ-500Б-У1

| Условия выбора | Данные трансформатора тока по каталогу | Расчётная величина |
|---|--|-------------------------|
| $U_{ном} \geq U_{уст}$ | 500 кВ | 500 кВ |
| $I_{ном} \geq I_{раб.макс}$ | 2000 А | 1680 А |
| $Z_2 \leq Z_{2ном}$ | 16,75 Ом | 40 Ом |
| $(k_T \cdot I_{Iном}^2) \cdot t_{тер} \geq B_k$ | 2209 кА ² с | 3,576 кА ² с |

12.2 Выбор трансформаторов тока в цепи РУ 220 кВ

Выбираем трансформатор тока типа ТФЗМ-220 БIV-У1.

1. Номинальное напряжение установки меньше установки:

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (12.2.1)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ.}$$

2. Рабочий максимальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}} \quad (12.2.2)$$

$$1000 \text{ A} \geq 860 \text{ A}.$$

3. Проверка на электродинамическую стойкость.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются.

4. Проверка на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (12.2.3)$$

$$9,8^2 \cdot 1 \geq 5,056$$

$$96,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 21,255 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5. Проверка по вторичной нагрузке. Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом}$.

Таблица №12.2.1 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТФЗМ-220 БIV-Y1

| Прибор | Тип | Класс точности | Нагрузка | | |
|-----------------|-------|----------------|----------|------|------|
| | | | A | B | C |
| Амперметр | Э-350 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-365 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Варметр | Д-365 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Счётчик энергии | Альфа | 0,5 | 3,6 | 3,6 | 3,6 |
| Датчик энергии | Е-729 | 0,5 | 10 | 10 | 10 |
| Ваттметр ШУ | Д-335 | 0,5 | 0,5 | - | - |
| Итого: | | | 15,6 | 15,1 | 15,1 |

Определяем сопротивление приборов.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{15,6}{1^2} = 15,6 \text{ Ом}.$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_k - r_{\text{приб}},$$

$$r_{\text{пр}} = 30 - 0,1 - 15,6 = 14,3 \text{ Ом}.$$

Сечение проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}},$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 150}{14,3} = 0,183 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности полученное расчётное сечение не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил. Примем контрольный кабель КРВГ сечением $q=2,5 \text{ мм}^2$ и пересчитаем сопротивление проводов.

$$r'_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7.$$

Сопротивление нагрузки трансформатора тока.

$$r_{\text{пр}} = r'_{\text{пр}} + r_{\text{к}} + r_{\text{приб}}$$

$$r_{\text{пр}} = 0,7 + 0,1 + 15,6 = 16,4 \text{ Ом}.$$

Условия выбора ТТ сведём в таблицу.

Таблица №12.2.2– Выбор трансформатора тока ТФЗМ-220 БIV-У1

| Условия выбора | Данные трансформатора тока по каталогу | Расчётная величина |
|--|--|-------------------------|
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ | 220 кВ | 220 кВ |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. макс}}$ | 1000 А | 860 А |
| $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$ | 16,4 Ом | 30 Ом |
| $i_{\text{уд}} \leq I_{\text{макс. дин.}}$ | - | - |
| $(k_{\text{Т}} \cdot I_{\text{I ном}}^2) \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ | 96,04 кА ² с | 5,056 кА ² с |

12.3 Выбор трансформаторов тока в цепи генератора-трансформатор

Контроль над режимом работы основного и вспомогательного оборудования осуществляется с помощью контрольно-измерительной аппаратуры, подключенной к трансформаторам тока.

Так как установлено ЭГРУ, то конструкция выполнена модульно, следовательно, трансформатор тока установлен заводом изготовителем.

12.4 Выбор трансформаторов тока встроенных в блочный трансформатор 500 кВ

Выполним проверку для трансформатора тока встроенного в силовой трансформатор ТДЦ-400000/500. Выбираем трансформатор тока типа ТВТ 500-I-750/1.

1. Номинальное напряжение установки меньше номинального:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (12.4.1)$$

$$500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ}.$$

2. Рабочий максимальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. макс}} \quad (12.4.2)$$

$$750 \text{ А} \geq 492 \text{ А}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость.

Согласно [1], электродинамическая стойкость шинных и встроенных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются.

Проверка на термическую стойкость:

$$(k_T \cdot I_{\text{ном}}^2) \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (12.4.3)$$

где $t_{\text{тер}}$ - время термической стойкости, если $t_{\text{тер}} > t_{\text{откл}}$ то берем $t_{\text{откл}} = 0,09 \text{ с}$
 k_T - кратность термической стойкости

$$(14,4 \cdot 0,75)^2 \cdot 0,09 \geq 3,576;$$

$$6,998 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 3,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка по вторичной нагрузке. Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2\text{ном}} = 60 \text{ Ом}$.

Таблица 12.4.1– Вторичная нагрузка трансформатора тока ТВТ 525-I-750/1

| Прибор | Тип | Класс точности | Нагрузка | | |
|-----------|------|----------------|----------|-----|-----|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Э350 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |

| | | | | | |
|-----------------|-------|-----|-----|-----|-----|
| Счетчик энергии | Альфа | 0,5 | 3,6 | 3,6 | 3,6 |
| Ваттметр | Д365 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Варметр | Д365 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Итого: | | | 5,1 | 5,1 | 5,1 |

Определяем сопротивление приборов, Ом

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{5,1}{1^2} = 5,1; \quad (9.5.2.4)$$

$$r_{\text{ПР}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{к}} - r_{\text{ПРИБ}} = 60 - 0,1 - 5,1 = 54,8,$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление провода, Ом;

$z_{2\text{НОМ}}$ - номинальное сопротивление трансформатора тока, Ом;

$r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов, Ом.

Сечение проводов, мм^2 ,

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{54,8} = 0,048, \quad (9.5.2.5)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода, мм^2 ;

$l_{\text{РАСЧ}}$ - расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, м.

Согласно [1], в качестве соединительных проводов используются многожильные контрольные кабели. По условию механической прочности полученное расчётное сечение не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил. Примем медный контрольный кабель КРВГ сечением $q=2,5 \text{ мм}^2$ и пересчитаем сопротивление проводов, Ом,

$$r'_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05.$$

Сопротивление нагрузки трансформатора тока, Ом,

$$z_2 = r'_{\text{ПР}} + r_{\text{к}} + r_{\text{ПРИБ}} = 1,05 + 0,1 + 5,1 = 6,25. \quad (9.5.2.6)$$

Условия выбора трансформатора тока сведём в таблицу 9.5.2.2.

Таблица 12.4.2– Выбор трансформатора тока ТВТ 525-I-500/1

| Условия выбора | Данные трансформатора тока по каталогу | Расчётная величина |
|--|--|------------------------|
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ | 500 кВ | 500 кВ |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$ | 500 А | 462 А |
| $Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$ | 60 Ом | 6,25 Ом |
| $I_{\text{макс.дин}} \geq i_{\text{уд.}}$ | - | - |
| Условия выбора | Данные трансформатора тока по каталогу | Расчётная величина |
| $(k_T \cdot I_{\text{ном}}^2) \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$ | 6,998 кА ² с | 3,57 кА ² с |

12.5 Выбор трансформаторов тока встроенных в блочный трансформатор 220 кВ

Выполним проверку для трансформатора тока встроенного в силовой трансформатор ТДЦ-400000/220 по [1].Трансформатор тока марки , согласно[8],ТВТ 245-I-1000/1.

Условия выбора, расчетные и каталожные данные занесем в таблицу.

Прежде выполним расчеты по вторичной нагрузке используя формулы (9.5.2.4)- (9.5.2.6). Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2\text{ном}}=50$ Ом.

Таблица 12.5.1 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТВТ 245-I-1000/1.

| Прибор | Тип | Класс точности | Нагрузка | | |
|-----------------|-------|----------------|----------|-----|-----|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Э350 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Счетчик энергии | Альфа | 0,5 | 3,6 | 3,6 | 3,6 |
| Варметр | Д365 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Итого: | | | 5,1 | 5,1 | 5,1 |

Определяем сопротивление приборов, Ом,

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{5,1}{1^2} = 5,1;$$

$$r_{\text{ГР}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{к}} - r_{\text{ПРИБ}} = 50 - 0,1 - 5,1 = 44,8,$$

Сечение проводов, мм²,

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ГР}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{44,8} = 0,039,$$

$$r'_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7.$$

Сопротивление нагрузки трансформатора тока, Ом,

$$Z_2 = r'_{\text{ГР}} + r_{\text{к}} + r_{\text{ПРИБ}} = 0,7 + 0,1 + 5,1 = 5,9.$$

Условия выбора трансформатора тока сведем в таблицу.

Таблица 12.6.2 – Выбор трансформатора тока ТВТ 245-I-1000/1.

| Условия выбора | Данные трансформатора тока по каталогу | Расчётная величина |
|--|--|-------------------------|
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ | 220 кВ | 220 кВ |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$ | 1000 А | 1050 А |
| $Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$ | 50 Ом | 5,9 Ом |
| $I_{\text{макс.дин}} \geq i_{\text{уд.}}$ | - | - |
| $(k_{\text{Т}} \cdot I_{\text{ном}}^2) \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ | 84,375 кА ² с | 5,056 кА ² с |

12.6 Выбор трансформаторов тока встроенных в автотрансформатор связи на стороне ВН

Выполним проверку для трансформатора тока встроенного в группу однофазных автотрансформаторов 3×АОДЦТН 267000/500/220 на обмотке высшего напряжения. Выбираем трансформатор тока типа ТВТ 500-I-750/1.

1. Номинальное напряжение установки меньше установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (12.6.1)$$

$$500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ}.$$

2. Рабочий максимальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. макс}} \quad (12.6.2)$$

$$750 \text{ А} \geq 577 \text{ А}.$$

12.7 Выбор трансформаторов тока встроенных в автотрансформатор связи на стороне СН

Выполним проверку для трансформатора тока встроенного в группу однофазных автотрансформаторов 3×АОДЦТН 267000/500/220 на обмотке высшего напряжения. Выбираем трансформатор тока типа ТВТ 220-I-1500/1.

1. Номинальное напряжение установки меньше номинального:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (12.7.1)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

2. Рабочий максимальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. макс}} \quad (12.7.2)$$

$$1500 \text{ А} \geq 1312 \text{ А}.$$

3. Проверка на электродинамическую стойкость.

Электродинамическая стойкость трансформаторов тока определяется устойчивостью самого трансформатора, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются.

4. Проверка на термическую стойкость:

$$(k_T \cdot I_{\text{ном}}^2) \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (12.7.3)$$

$$(14,4 \cdot 0,75)^2 \cdot 3 \geq 3,576,$$

$$116,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 3,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5. Проверка по вторичной нагрузке. Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2\text{НОМ}} = 60 \text{ Ом}$.

Таблица №12.7.1 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТВТ 500-I-750/1

| Прибор | Тип | Класс точности | Нагрузка | | |
|-----------------|-------|----------------|----------|-----|-----|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Э350 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Счетчик энергии | Альфа | 0,5 | 3,6 | 3,6 | 3,6 |
| Ваттметр | Д365 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Варметр | Д365 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Итого: | | | 5,1 | 5,1 | 5,1 |

Определяем сопротивление приборов.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{5,1}{1^2} = 5,1 \text{ Ом}.$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}},$$

$$r_{\text{пр}} = 60 - 0,1 - 5,1 = 54,8 \text{ Ом}.$$

Сечение проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{пр}}},$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 150}{54,8} = 0,048 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности полученное расчётное сечение не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил. Примем контрольный кабель КРВГ сечением $q=2,5 \text{ мм}^2$ и пересчитаем сопротивление проводов.

$$r'_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05.$$

Сопротивление нагрузки трансформатора тока.

$$r_{\text{пр}} = r'_{\text{пр}} + r_k + r_{\text{приб}}$$

$$r_{\text{пр}} = 1,05 + 0,1 + 5,1 = 6,25 \text{ Ом.}$$

Условия выбора ТТ сведем в таблицу.

Таблица №12.7.2– Выбор трансформатора тока ТВТ 500-I-750/1

| Условия выбора | Данные трансформатора тока по каталогу | Расчётная величина |
|--|--|------------------------|
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ | 220 кВ | 220 кВ |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. макс}}$ | 750 А | 577 А |
| $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$ | 6,25 Ом | 60 Ом |
| $i_{\text{уд}} \leq I_{\text{макс. дин.}}$ | - | - |
| $(k_T \cdot I_{\text{ном}}^2) \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$ | 116,64 кА ² с | 3,57 кА ² с |

12.8 Выбор трансформаторов тока установленных на линиях 500кВ

Выполним проверку для трансформатора тока установленных на линиях 500 кВ. Выбираем трансформатор тока типа ТФРМ-500Б-У1.

1. Номинальное напряжение установки меньше номинального:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (12.8.1)$$

$$500\text{кВ} \geq 500 \text{ кВ.}$$

2. Рабочий максимальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. макс}} \quad (12.8.2)$$

$$1500 \text{ А} \geq 577 \text{ А.}$$

3. Проверка на электродинамическую стойкость.

Электродинамическая стойкость трансформаторов тока определяется устойчивостью самих ЛЭП, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются.

4. Проверка на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (12.8.3)$$

$$47^2 \cdot 1 \geq 3,576,$$

$$2209 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 3,576 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5. Проверка по вторичной нагрузке. Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2\text{НОМ}}=40 \text{ Ом}$.

Таблица №12.8.1 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТФРМ-500Б-У1

| Прибор | Тип | Класс точности | Нагрузка | | |
|-----------------|-------|----------------|----------|-----|-----|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Э-350 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-365 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Варметр | Д-365 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Счётчик энергии | Альфа | 0,5 | 3,6 | 3,6 | 3,6 |
| Итого: | | | 5,1 | 5,1 | 5,1 |

Определяем сопротивление приборов.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{5,1}{1^2} = 5,1 \text{ Ом}.$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}},$$

$$r_{\text{пр}} = 40 - 0,1 - 5,1 = 34,8 \text{ Ом}.$$

Сечение проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}},$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 150}{34,8} = 0,075 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности полученное расчётное сечение не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил. Примем контрольный кабель КРВГ сечением $q=2,5 \text{ мм}^2$ и пересчитаем сопротивление проводов.

$$r'_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05.$$

Сопротивление нагрузки трансформатора тока.

$$r_{\text{пр}} = r'_{\text{пр}} + r_k + r_{\text{приб}} \quad (213)$$

$$r_{\text{пр}} = 1,05 + 0,1 + 5,1 = 6,25 \text{ Ом.}$$

Условия выбора ТТ сведем в таблицу.

Таблица №12.8.2– Выбор трансформатора тока ТФРМ-500Б-У1

| Условия выбора | Данные трансформатора тока по каталогу | Расчётная величина |
|--|--|-------------------------|
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ | 500 кВ | 500 кВ |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. макс}}$ | 1500 А | 577 А |
| $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$ | 6,25 Ом | 40 Ом |
| $i_{\text{уд}} \leq I_{\text{макс. дин.}}$ | - | - |
| $(k_T \cdot I_{\text{ном}}^2) \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$ | 2209 кА ² с | 3,576 кА ² с |

13 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

13.1 Выбор трансформаторов напряжения в цепи генератора

Контроль над режимом работы основного и вспомогательного оборудования осуществляется с помощью контрольно-измерительной аппаратуры, подключенной к трансформаторам напряжения.

13.2 Выбор трансформаторов напряжения в цепи РУ 500 кВ

Выполним проверку для трансформатора напряжения, установленного в цепи РУ 500. Выбираем трансформатор напряжения типа НАМИ-500, с номинальной мощностью 500 ВА и классом точности 3.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

1. По напряжению установки:

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} &\geq U_{\text{уст}} \\ 500 \text{ кВ} &\geq 500 \text{ кВ.} \end{aligned} \quad (13.2.1)$$

2. По вторичной нагрузке:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}, \quad (13.2.2)$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения.

Таблица 13.2.1– Вторичная нагрузка НАМИ-500УХЛ1

| Прибор | Тип | $S_{обм}, \text{ВА}$ | Кол-во Обмоток | $\cos\varphi$, о.е. | $P, \text{Вт}$ | $Q, \text{Вар}$ |
|----------------------------|-------|----------------------|-------------------|-------------------------|----------------|-----------------|
| Вольтметр | Э-377 | 2 | 1 | 1 | 2 | - |
| Варметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 3 | - |
| Ваттметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 3 | - |
| Счетчик реактивной энергии | СЭТЗ | 4 | 2 | 1 | 8 | |
| Счетчик активной энергии | СЭТЗ | 2 | 2 | 1 | 4 | - |
| Частотомер | Э-372 | 3 | 1 | 1 | 3 | - |
| Итого | | | | | 23 | |

Определим вторичную нагрузку ТН, ВА,

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{23^2 + 0} = 23. \quad (13.2.3)$$

Выбор трансформатора напряжения сведём в таблицу 12.2.2.

Таблица 13.2.2– Выбор трансформатора напряжения НАМИ-500УХЛ1.

| Условия выбора | Данные трансформатора напряжения по каталогу | Расчётная величина |
|----------------------------|---|--------------------|
| $U_{ном} \geq U_{уст}$ | 500 Кв | 500 кВ |
| $S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$ | 100 ВА | 23 ВА |

13.3 Выбор трансформаторов напряжения в цепи РУ 220 кВ

Выполним проверку для трансформатора напряжения, установленного в цепи РУ 220. Выбираем трансформатор напряжения типа НКФ-220-58, с номинальной мощностью 400 ВА и классом точности 0,5.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

1. По напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{уст} \quad (13.3.1)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

2. По вторичной нагрузке:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}, \quad (81)$$

Таблица №15 – Вторичная нагрузка НКФ-220-58

| Прибор | Тип | $S_{\text{обм}}, \text{ВА}$ | Кол-во обмоток | $\cos\varphi, \text{о.е.}$ | $P, \text{Вт}$ | $Q, \text{Вар}$ |
|----------------------------|-------|-----------------------------|----------------|----------------------------|----------------|-----------------|
| Вольтметр | Э-377 | 2 | 1 | 1 | 2 | - |
| Варметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 3 | - |
| Ваттметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 3 | - |
| Счетчик реактивной энергии | СЭТЗ | 4 | 2 | 1 | 8 | |
| Счетчик активной энергии | СЭТЗ | 2 | 2 | 1 | 4 | - |
| Частотомер | Э-372 | 3 | 1 | 1 | 3 | - |
| Прибор | Тип | $S_{\text{обм}}, \text{ВА}$ | Кол-во обмоток | $\cos\varphi, \text{о.е.}$ | $P, \text{Вт}$ | $Q, \text{Вар}$ |
| Итого | | | | | 23 | |

Определим вторичную нагрузку ТН.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{23^2 + 0} = 23.$$

$$400 \text{ ВА} \geq 23 \text{ ВА}.$$

Выбор трансформатора напряжения сведём в таблицу.

Таблица №16 – Выбор трансформатора тока НКФ-220-58.

| Условия выбора | Данные трансформатора тока по каталогу | Расчётная величина |
|--------------------------------------|--|--------------------|
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ | 220 кВ | 220 кВ |
| $S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$ | 400 ВА | 23 ВА |

13 Выбор схем ОРУ

13.1 Выбор схем ОРУ 220 кВ

Для схемы ОРУ 220 кВ выбираем «полуторную» схему. При 6 и более присоединениях, при повышенных требованиях к обеспечению надежного подключения присоединений применяется «Полуторная» схема.

Схема с тремя выключателями на два присоединения (полуторная) имеет следующие преимущества: ревизия любого выключателя или системы шин производится без нарушения работы присоединений и с минимальным числом операций при выводе этих элементов в ремонт; разъединители используются только при ремонте (обеспечение видимого разрыва до элементов РУ, находящихся под напряжением); обе системы шин могут быть отключены одновременно без нарушения работы присоединений. При отказе выключателя со стороны сборных шин теряется не более одной линии или одного (авто)трансформатора, что допустимо с позиций устойчивости. Схема сравнительно простая и наглядная, электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны и, как следствие, минимизированы отказы по вине персонала.

13.2 Выбор схем ОРУ 500 кВ

Для схемы ОРУ 500 кВ выбираем схему с двумя системами шин и четырьмя выключателями на три цепи («4/3»). При 6 и более присоединениях, при повышенных требованиях к обеспечению надежного подключения присоединений применяется схема «4/3». Наилучшие показатели схема имеет, если число линий в 2 раза меньше числа трансформаторов, в нашем случае 2 линии и 4 трансформатора.

Данная схема имеет все достоинства, что и полуторная схема: ревизия любого выключателя или системы шин производится без нарушения работы присоединений и с минимальным числом операций при выводе этих элементов в ремонт; разъединители используются только при ремонте (обеспечение видимого разрыва до элементов РУ, находящихся под напряжением); обе системы шин могут быть отключены одновременно без нарушения работы присоединений. При отказе выключателя со стороны сборных шин теряется не более одной линии или одного (авто)трансформатора, что допустимо с позиций устойчивости. Схема сравнительно простая и наглядная, электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны и, как следствие, минимизированы отказы по вине персонала. А, кроме того: схема более экономична и удобна в обслуживании.

14. Проектирование молниезащиты и заземляющих устройств

14.1 Аппаратура для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений

Установим ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) в соответствии с рекомендациями [16].

Условия выбора следующие:

1. По наибольшему длительному допустимому рабочему напряжению [1].

$$U_{\text{нро}} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{\text{нс}}, \quad (11.1.1)$$

где $U_{\text{нс}}$ - наибольшее рабочее напряжение сети, значения приведены в таблице 12.1;

$U_{\text{нро}}$ - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя.

Таблица 14.1.1- Номинальные и наибольшие рабочие напряжения электроустановок и сетей высокого напряжения

| $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$ | $U_{\text{наиб.раб}}, \text{кВ}$ | $U_{\text{нс}}, \text{кВ}$ |
|-----------------------------|----------------------------------|----------------------------|
| 20,0 | 23,0 | 23,0 |
| 220,0 | 252,0 | 145,7 |
| 500,0 | 525,0 | 303,5 |

2. По номинальному разрядному току грозового импульса:
не менее 10 кА для ОПН 110 кВ и выше.

3. По условию обеспечения взрывобезопасности:

$$I_{\text{вб}} \geq 1,15 I_{\text{кз}}. \quad (14.1.2)$$

ОПН выбираем по каталогу [19].

Таблица 14.2.1- Выбор ограничителей перенапряжения нелинейных

| Условия выбора | ОРУ 500 кВ ОПН-500/318- 20/2500(y) 4 УХЛ1 | ОРУ 220 кВ ОПН-220/156- 20/1600(IV) 4 УХЛ1 | Цепи генераторного напряжения POLIM-S 20/10 |
|--|--|---|--|
| $U_{\text{нро}} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{\text{нс}},$ | $318 \geq 318$ | $158 \geq 152,25$ | $26,5 \geq 24,15$ |
| $I_{\text{ном раз}} \geq 10 \text{ кА}$ | $20 > 10$ | $20 > 10$ | $10 \geq 10$ |

| | | | |
|----------------------------|----------|-----------|-------------|
| $I_{вб} \geq 1,15 I_{кз}.$ | $65 > 9$ | $65 > 15$ | $162 > 120$ |
|----------------------------|----------|-----------|-------------|

ОПН в цепи собственных нужд установлено производителем КРУ СЭЩ-61М-01Г-6-3150-40 [16] : ОПН-П-6/6 УХЛ2.

14.2 Расчет устройства молниезащиты ОРУ 220 кВ

Согласно [47] здания и сооружения станций и подстанций, ОРУ напряжением 35–500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Для этого используют стержневые и тросовые молниеотводы.

Согласно [14], Электрические станции и подстанции относятся к специальным объектам и вероятность защиты этих объектов должна быть не менее 0.995.

Расчет молниезащиты проводим в следующем порядке [1]:

1. Выявляем наиболее возвышающиеся на ОРУ объекты, требующие защиты от прямых ударов молний. Это гибкие шины на высоте $h_x = 16,5$ м.
2. Ориентировочно выбирают места установки молниеотводов на порталах.

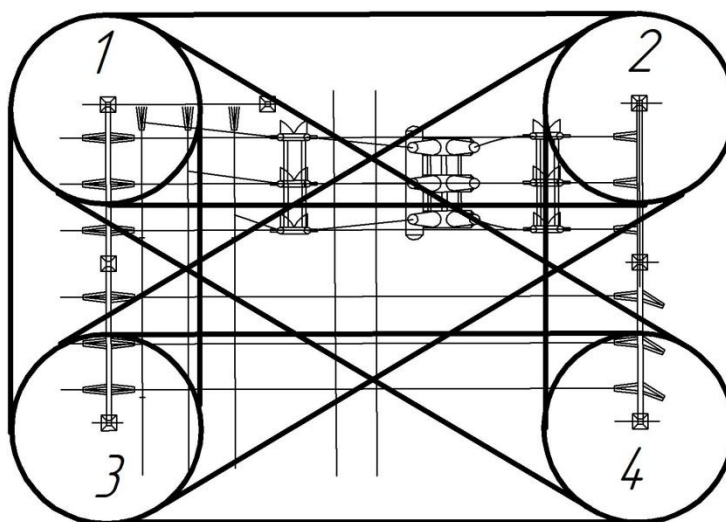


Рисунок 14.2.1 – План рассчитываемого участка ОРУ

3. Выбирают наибольший прямоугольник, образованный точками установки молниеотводов.
4. Определяют по размерам этого прямоугольника диагональ L_{1-4} , м,

$$L = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}, \quad (14.2.1)$$

где a_1 - ширина между молниеотводами, м;

a_2 - длина между молниеотводами, м;

$$L_{1-4} = \sqrt{50^2 + 30^2} = 58.3,$$

5. Из [1, стр 243] определяем предельную высоту молниеотвода h_n , обеспечивающую отсутствие провала в зоне защиты двух стержневых молниеотводов при расстоянии между ними L_{1-6} , для вероятности защиты $P_3 = 0,995$. Возьмем величину $h=36$ м.

$$L_c = 2,25h \quad (11.2.2)$$

где h - высота стержневого молниеотвода;

$$L_c = 2,25 \cdot 36 = 81$$

Для того, что бы зона защиты не имела провала, необходимо выполнение условия:

$$\begin{aligned} L_c &\geq L_{1-4} \\ 81 &\geq 58,3 \end{aligned} \quad (14.2.3)$$

Данное условие соблюдается.

6. Принимая высоту молниеотвода $h=h_n$ по [14] определяют параметры конуса защиты одиночного стержневого молниеотвода .

Высота конуса, м:

$$h_o = 0.72 \cdot h \quad (14.2.4)$$

$$h_o = 0.72 \cdot 36 = 25,9$$

Радиус конуса, м,

$$r_o = (0.7 - 1,43 \cdot 10^{-3} (h - 30))h \quad (14.2.5)$$

$$r_o = (0.7 - 1,43 \cdot 10^{-3} (36 - 30)) \cdot 36 = 24.9$$

7. Радиус зоны защиты одиночного молниеотвода r_x на высоте h_x , м,

$$r_x = \frac{r_o (h_o - h_x)}{h_o} \quad (14.2.6)$$

$$r_x = \frac{24.9 \cdot (25.9 - 16.5)}{25.9} = 9.03.$$

8. Строим сечения зон защиты на высоте h_x для рассматриваемых молниеотводов 1, 2, 3, 4

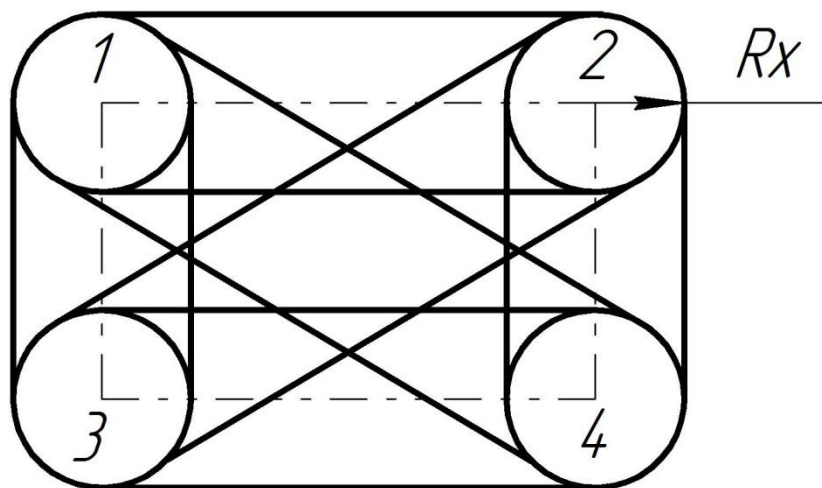


Рисунок 11.2.2- Зона защиты четырех стержневых молниеотводов на высоте h_x

Сечение зоны защиты четырех молниеотводов имеет незначительные провалы (заштрихованные области на рис.14.2.2). В данных областях отсутствует ошиновка и электрооборудование и защита не требуется.

14.3 Расчет заземляющих устройств ОРУ 220 кВ

Для обеспечения безопасных значений напряжений прикосновения и шагового в [16] нормируется величина сопротивления ЗУ R_z .

В установках напряжением 110 кВ и выше с большими токами замыкания на землю $R_z \leq 0,5$ Ом. Такое нормирование сопротивления приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала. Опыт эксплуатации РУ 110 кВ и выше позволяет нормировать напряжение прикосновения, а затем рассчитывать величину $R_{z, \text{доп}}$.

Расчет ведем по учебному пособию [1]:

Расчетная длительность воздействия, с:

$$t_{\text{возд}} = t_{P.3} + t_{\text{ОТК.В.}}, \quad (14.3.1)$$

где $t_{P.3}$ – время срабатывания РЗ, с; $t_{\text{ОТК.В.}}$ – время отключения выключателя, с.

$$t_{\text{возд}} = 0,01 + 0,08 = 0,09$$

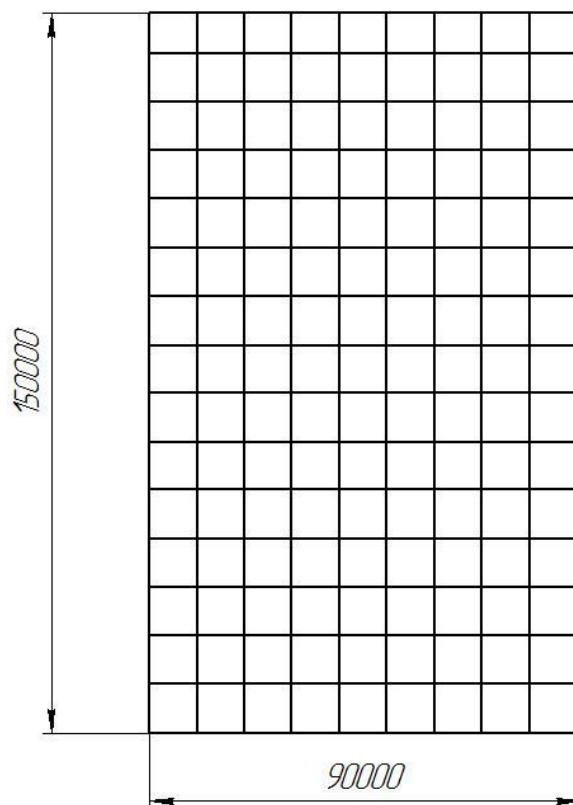


Рисунок 14.3.1 – Заземляющее устройство РУ 220 кВ

Наибольшее допустимое напряжение прикосновения $U_{пр. доп.} = 450 \text{ В}$ [16].

Коэффициент напряжения прикосновения:

$$K_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_\Gamma}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} ; \quad (14.3.2)$$

где M - функция отношения ρ_1 / ρ_2 , [2];

ρ_2 - удельное сопротивление нижнего слоя грунта, Ом м;

ρ_1 - удельное сопротивление верхнего слоя грунта, Ом м;

l_B - длина вертикального заземлителя, м;

L_Γ - суммарная длина всех горизонтальных заземлителей, определяется по плану подстанции, $L_\Gamma = 2940 \text{ м}$;

S - площадь заземляющего устройства, м

a - расстояние между двумя вертикальными заземлителями $a = 10 \text{ м}$;

β - коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека $R_\text{ч}$ и сопротивлению растекания тока от ступней $R_\text{с} = 1.5 \cdot \rho_1$.

$$S = 150 \cdot 90 = 13500, м \quad (14.3.3)$$

$$\beta = \frac{R_u}{R_u + R_c} \quad (14.3.4)$$

где $R_c = 1000 \text{ Ом}$, $R = 1,5 \cdot \rho$.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 500} = 0,57$$

В расчетах многослойный грунт представляется двухслойным; удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_1 = 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, удельное сопротивление нижнего слоя $\rho_2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

$$\rho_1 / \rho_2 = 500 / 60 = 8,3$$

Принимаем $M = 0,806$.

Определим коэффициент напряжения прикосновения:

$$K_n = \frac{0,806 \cdot 0,57}{\left(\frac{5 \cdot 2940}{10 \cdot \sqrt{13500}} \right)^{0,45}} = 0,15$$

Определим потенциал на заземлителе, В:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_n} \quad (14.3.5)$$

$$U_3 = \frac{450}{0,15} = 3100$$

Число ячеек на стороне квадрата, шт:

$$m = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (14.3.6)$$

$$m = \frac{2940}{2 \cdot \sqrt{13500}} - 1 \approx 12$$

Длина стороны ячейки, м:

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (14.3.7)$$

$$a = \frac{\sqrt{13500}}{12} = 9,7 м$$

Число вертикальных электродов по периметру, шт:

$$n_{\epsilon} = \frac{4\sqrt{S}}{\frac{a}{l_{\epsilon}} \cdot l_{\epsilon}} \quad (14.3.8)$$

$$n_{\epsilon} = \frac{4\sqrt{13500}}{\frac{10}{5} \cdot 5} \approx 46$$

Общая длина вертикальных электродов, м

$$L_B = l_B \cdot n_B \quad (14.3.9)$$

$$L_B = 5 \cdot 46 = 230$$

Для определения сопротивления заземляющего устройства необходимо определить ток однофазного КЗ.

Ток стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ, А:

$$I_3 = 5180$$

Определение сопротивления заземлителя квадратной модели, Ом

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\epsilon}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\epsilon}}{L'_r + L_B} \quad , \quad (14.3.13)$$

где величина A определяется по формуле:

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right) \quad (14.3.14)$$

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,9}{\sqrt{13500}} \right) = 0,401$$

$$L_{\Gamma}' = 2\sqrt{S}(m+1) = 2\sqrt{13500}(7+1) = 3020,9 \text{ м}$$

При условии $\rho_1 / \rho_2 = \frac{500}{60} = 8,3$ по [16] $\rho_3 = 87$;

$$R_3 = 0,403 \cdot \frac{87}{\sqrt{13500}} + \frac{87}{3020,9 + 230} = 0,329$$

где $I_{\text{кз}}^{(1)}$ - ток однофазного к.з., А

Сопротивление заземляющего устройства, Ом:

$$R_{3, \text{доп}} \leq \frac{U_3}{I_3}, \quad (14.3.15)$$

$$R_{3, \text{доп}} = \frac{3100}{5180} = 0,59$$

Общее сопротивление заземлителя должно быть меньше допустимого:

$$R_3 = 0,329 \text{ Ом} \leq R_{3, \text{доп}} = 0,59 \text{ Ом}.$$

Напряжение прикосновения, В:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} I_3 R_3, \quad (14.3.16)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 5180 \cdot 0,329 = 255,6 \text{ В},$$

что меньше допустимого 450 В.

По результатам проверки можно сделать вывод, что расчет заземляющего устройства выполнен, верно.

Заключение

В рамках выпускной квалификационной работы произвели расчет КЭС-1600 МВт по наиболее экономичному варианту схемы. Выбрали основное оборудование и схемы РУ. Произвели расчёт токов трехфазного короткого замыкания для пяти точек, по результатам которого выбрали выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, а также токоведущие части.

В графической части показали главную схему электрических соединений КЭС-1600 МВт, план и разрезы по ячейкам ОРУ 220 кВ.

Список сокращений

РУ – распределительное устройство;
РУ СН – распределительное устройство среднего напряжения;
РУ ВН - распределительное устройство высокого напряжения;
НН – низшее напряжение;
АТ – автотрансформатор;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – измерительный трансформатор тока;
ТН – измерительный трансформатор напряжения;
КЭТ – комплектный экранированный токопровод;
ТЭП – технико-экономические показатели.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 октября 2010г. –Москва: КНОРУС, 2010. – 488 с.
2. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98.
- 3.СТО 56947007–29.240.30.010–2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – Взамен документа «Схемы принципиальные электрические ОРУ напряжением 6-750 кВ подстанций»; дата введ. 20.12.2007. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.
- 4.СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. – Введен взамен СТО 4.2–07–2012 ; дата введ. 9. 01. 2014. – Красноярск: БИК СФУ, 2014. – 60 с.
- 5.Нормы технологического проектирования тепловых электростанций. Утверждены. Протокол научно-технического Совета Минэнерго СССР от 17 августа 1981 г.
6. Справочник по проектированию электрических сетей/ под.ред. Д.Л. Файбисовича.-4-е изд.,перераб. и доп.-М. : ЭНАС, 2012.-376с. : ил.
7. Электрическая часть станций и подстанций. Коммутационные аппараты : учеб. пособие / И.В. Коваленко.- Красноярск : ИПК СФУ, 2009.-188 с.
- 8.Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы ля курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов- 4-е из.,перераб. и доп.- М. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.: Энергоатомиздат,1989.-608 с.:ил
- 9..Конструкции открытых распределительных устройств электрических станций и подстанций: Учеб. пособие /Возовик В.П., Ермаков В.А. КГТУ Красноярск, 1996. 77 с.: ил.
10. Проектирование электрической части подстанций: Учеб.пособие / В.А. Ермаков, В.А. Тремясов. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. 102 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результаты расчетов токов КЗ на программе ТКЗ.

Вариант N 1

Трехфазное к.з. в узле 3. Переходное сопротивление: $R = .0000$ $X = .0000$

| Граничные узлы | | Величина | Симметричные составляющие | | | | Фазные токи | | |
|----------------|---|----------|---------------------------|--------|--------|-----------|-------------|-----------|--|
| | | "1" | "2" | 3*"0" | "A" | "B" | "C" | | |
| 0 | 3 | КА | 1.540 | .000 | .000 | 1.540 | 1.540 | 1.540 | |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) | |
| 2 | 3 | КА | 1.429 | .000 | .000 | 1.429 | 1.429 | 1.429 | |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) | |
| Ток | | КА | 2.969 | .000 | .000 | 2.969 | 2.969 | 2.969 | |
| к.з. | | град | (.00) | (.00) | (.00) | (.00) | (-120.00) | (120.00) | |

Сопротивления относительно точки к.з.

Z1: .0000+j .3668 Z0: .0000+j .0000

Вариант N 2

Трехфазное к.з. в узле 2. Переходное сопротивление: $R = .0000$ $X = .0000$

| Граничные узлы | | Величина | Симметричные составляющие | | | | Фазные токи | | |
|----------------|---|----------|---------------------------|--------|--------|-----------|-------------|-----------|--|
| | | "1" | "2" | 3*"0" | "А" | "В" | "С" | | |
| 1 | 2 | КА | 1.501 | .000 | .000 | 1.501 | 1.501 | 1.501 | |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) | |
| 1 | 2 | КА | 1.501 | .000 | .000 | 1.501 | 1.501 | 1.501 | |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) | |
| 2 | 3 | КА | .902 | .000 | .000 | .902 | .902 | .902 | |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) | |
| 2 | 4 | КА | .965 | .000 | .000 | .965 | .965 | .965 | |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) | |
| 2 | 6 | КА | .965 | .000 | .000 | .965 | .965 | .965 | |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) | |
| Ток | | КА | 5.834 | .000 | .000 | 5.834 | 5.834 | 5.834 | |
| к.з. | | град | (.00) | (.00) | (.00) | (.00) | (-120.00) | (120.00) | |

Сопротивления относительно точки к.з.

Z1: .0000+j .1815 Z0: .0000+j .0000

Вариант N 3

Трехфазное к.з. в узле 8. Переходное сопротивление: $R = .0000$ $X = .0000$

| Граничные узлы | | Величина | Симметричные составляющие | | | Фазные токи | | |
|----------------|---|----------|---------------------------|-------|-------|-------------|-----------|----------|
| | | | "1" | "2" | 3*"0" | "A" | "B" | "C" |
| 4 | 8 | КА | 2.062 | .000 | .000 | 2.062 | 2.062 | 2.062 |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) |
| 6 | 8 | КА | 2.062 | .000 | .000 | 2.062 | 2.062 | 2.062 |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) |
| 8 | 9 | КА | .963 | .000 | .000 | .963 | .963 | .963 |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) |
| Ток к.з. | | КА | 5.088 | .000 | .000 | 5.088 | 5.088 | 5.088 |
| | | град | (.00) | (.00) | (.00) | (.00) | (-120.00) | (120.00) |

Сопротивления относительно точки к.з.

Z1: .0000+j .2114 Z0: .0000+j .0000

Вариант N 4

Трехфазное к.з. в узле 7. Переходное сопротивление: $R = .0000$ $X = .0000$

| Граничные узлы | | Величина | Симметричные составляющие | | | Фазные токи | | |
|----------------|---|----------|---------------------------|-------|-------|-------------|-----------|----------|
| | | | "1" | "2" | 3*"0" | "A" | "B" | "C" |
| 0 | 7 | КА | 1.540 | .000 | .000 | 1.540 | 1.540 | 1.540 |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) |
| 6 | 7 | КА | 1.091 | .000 | .000 | 1.091 | 1.091 | 1.091 |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) |
| Ток к.з. | | КА | 2.631 | .000 | .000 | 2.631 | 2.631 | 2.631 |
| | | град | (.00) | (.00) | (.00) | (.00) | (-120.00) | (120.00) |

Сопротивления относительно точки к.з.

Z1: .0000+j .4195 Z0: .0000+j .0000

Вариант N 5

Трехфазное к.з. в узле 9. Переходное сопротивление: $R = .0000$ $X = .0000$

| Граничные узлы | | Величина | Симметричные составляющие | | | Фазные токи | | |
|----------------|---|----------|---------------------------|--------|--------|-------------|------------|-----------|
| | | | "1" | "2" | 3*"0" | "А" | "В" | "С" |
| 0 | 9 | КА | 1.540 | .000 | .000 | 1.540 | 1.540 | 1.540 |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) |
| 8 | 9 | КА | 1.524 | .000 | .000 | 1.524 | 1.524 | 1.524 |
| | | град | (180.00) | (.00) | (.00) | (180.00) | (60.00) | (-60.00) |
| Ток | | КА | 3.063 | .000 | .000 | 3.063 | 3.063 | 3.063 |
| к.з. | | град | (.00) | (.00) | (.00) | (.00) | (-120.00) | (120.00) |

Сопротивления относительно точки к.з.

$Z1: .0000+j .3579$ $Z0: .0000+j .0000$